

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E
ENGENHARIA DE MATERIAIS**

**DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO COM ALTO GRAU
DE INIBIÇÃO AMBIENTALMENTE CORRETOS**

Danielly Vieira de Lucena

Campina Grande
Fevereiro/ 2011

0183071
CCSC_015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E
ENGENHARIA DE MATERIAIS**

**DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO COM ALTO GRAU
DE INIBIÇÃO AMBIENTALMENTE CORRETOS.**

Danielly Vieira de Lucena

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Ciência e Engenharia
de Materiais como requisito parcial à
obtenção do título de MESTRE EM
CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
MATERIAIS

Orientadora: Dra. Luciana Viana Amorim

Co-orientador: Dr. Hélio de Lucena Lira

Agência Financiadora: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis-
IBP.

Campina Grande
Fevereiro/ 2011



FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCC

- R935d Lucena, Danielly Vieira de.
Desenvolvimento de fluidos de perfuração com alto grau de inibição ambientalmente corretos. / Danielly Vieira de Lucena. — Campina Grande, 2011.
117 f.: il. ; Color.
- Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia.
Orientadora: Prof^a. Dra. Luciana Viana Amorim.
Referências.
1. Fluidos de perfuração aquosos. 2. Inibidores de Expansão. 3. Planejamento Experimental. 4. Toxicidade. I. Título.

CDU 665.6(043)

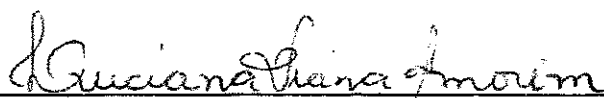
*Aos meus pais **Damião** e **Socorro**, e ao meu irmão **Danylo**, fãs incondicionais e verdadeiros amigos, pelo incentivo contínuo, apoio e amor incondicional em todo o meu percurso de vida.*

Eu dedico este trabalho

DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO COM ALTO GRAU DE
INIBIÇÃO AMBIENTALMENTE CORRETOS.

Danielly Vieira de Lucena

Dissertação Aprovada em 14/02/2011 pela banca examinadora constituída dos
seguintes membros:



Dr^a. Luciana Viana Amorim

Orientadora

UAEM – UFCG



Dr. Hélio de Lucena Lira

Co-Orientador

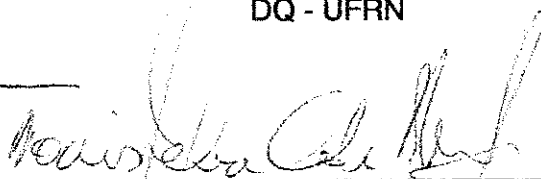
UAEMa – UFCG



Dr^a. Rosângela de Carvalho Balaban

Examinadora Externa

DQ - UFRN



Dr. Tomás Jeferson Alves de Melo

Examinador Interno

UAEMa - UFCG

AGRADECIMENTOS

Trabalhos como esta dissertação, são disponibilizados a todos, sempre em seu formato final. Omite-se, assim, a síndrome da folha em branco, a frustração pela falta de inspiração, a inquietude por não conseguir escrever, e o misto de sentimentos que oscilam desde a mais ampla felicidade pela construção de um parágrafo esplêndido, e o desespero de não saber como continuar.

Com esta dissertação não foi diferente, porém este trabalho para mim foi marcante, não só pela obtenção de conhecimentos antes não possuídos, mas principalmente por este ter se tratado de uma escolha de vida, por ter sido resultado de uma opção que jamais me trará arrependimento algum.

Acima de tudo agradeço a Deus pela oportunidade que me foi concedida de realizar este trabalho, e pela força que me deu para enfrentá-lo.

Ao meu pai Damião, por todo amor e apoio incondicional nas minhas decisões, exemplo de vida e meu orgulho maior. Terás meu eterno agradecimento pelos momentos em que estive ao meu lado, me fazendo acreditar que sou capaz, exemplo de pai dedicado, amigo, batalhador, que abriu mão de muitas coisas para me proporcionar a realização deste trabalho.

À minha mãe Socorro, por ser tão dedicada e amiga, por ser a pessoa que mais me ama, agradeço por todo o sacrifício e investimento, meu agradecimento pelas horas em que ficou ao meu lado não me deixando desistir, pelos lanches na madrugada, pelos carinhos enquanto eu adormecia após um dia cansativo, sem dúvida foi você quem me deu o maior incentivo para conseguir concluir esse trabalho.

Ao meu irmão Danyllo, amor da vida inteira que apoiou, me admirou e me ajudou sempre que foi preciso.

Ao meu namorado, Daniel Campos, que nos últimos tempos acompanhou toda a minha angústia e ansiedade, agradeço pelo companheirismo, apoio e paciência nas ausências.

Ao Prof. Dr. Hélio de Lucena Lira, pelo estímulo acadêmico, pelas contribuições teóricas, pelo apoio demonstrado e pelos ensinamentos.

Aos participantes da banca examinadora, Prof. Dr. Tomás Jeferson e a Pro^a Dr^a. Rosângela Balaban, pelas contribuições prestadas.

Ao Coordenador da Pós-Graduação, Prof. Dr. Gelmires de Araújo Neves, por toda a atenção e apoio prestado no decorrer do mestrado.

À minha amiga Renalle Meneses por todos os anos de convivência, com ensinamentos, compreensão e pela amizade em todos os momentos.

Aos amigos do grupo de fluidos do LABDES agradeço pela companhia agradável e pela incessante presteza em me ajudar no desenvolvimento deste trabalho. Em especial, para a minha orientadora Luciana Viana Amorim, que se mostrou muito mais que uma orientadora, com sua conduta sempre impecável, seu esforço para nos manter em harmonia, e seu contínuo carinho e preocupação com todos nós, um muito obrigado pelas horas de conversa, correções, paciência, compreensão, motivação e amizade fundamentais para conclusão desta pesquisa.

À Prof^ª. Dr^ª. Rosângela Balaban por disponibilizar as instalações físicas do Laboratório de Pesquisa em Petróleo da UFRN-LAPET e o tempo necessário para permitir a realização desta pesquisa. A todo o grupo de pesquisa do Laboratório de Pesquisa em Petróleo da UFRN- LAPET, em especial a Bruno, por disponibilizar o seu tempo e pelo apoio dado durante a parte experimental.

À empresa parceira System Mud Indústria e Comércio Ltda., pelo fornecimento dos aditivos e pelo auxílio técnico, em especial ao Diretor Técnico Eugênio Pereira e ao Químico Juliano Magalhães, pela presteza, sugestões e informações que tornaram este trabalho possível.

À empresa Petrobras, em nome de Rosana Lomba e Elessandre, pelo fornecimento das amostras de aditivos.

Ao professor Antônio e a seu aluno Felipe da UFPE pelo fornecimento das amostras de folhelho da Bacia Costeira de Pernambuco.

A todos os professores, alunos e funcionários que fizeram e ainda fazem parte do Programa de Recursos Humanos PRH-25, em especial a Prof. Chico e Anchieta.

Ao IBP-Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, a ANP – Agência Nacional do Petróleo, ao CNPq/ CTPETRO, a FINEP e ao MCT, pelo suporte financeiro e apoio à pesquisa.

Por fim, a todos aqueles que de uma forma ou de outra colaboraram ou acompanharam-me nessa jornada, meu muito obrigado!

**“A possibilidade de realizarmos um
sonho é o que torna a vida
interessante”**

(Paulo Coelho)

Desenvolvimento de Fluidos de Perfuração com Alto Grau de Inibição Ambientalmente Corretos

Este trabalho teve como objetivo desenvolver formulações de fluidos de perfuração de base aquosa com alto poder de inibição, ecológicos e de baixa toxicidade, visando a aplicação em perfurações de seções compostas por folhelhos e argilas hidratáveis. A partir do Inchamento de Foster, foi estabelecida a concentração ótima de inibidor (16g/ 350mL de água) a partir disto, foram desenvolvidos fluidos de perfuração com três diferentes inibidores de argila expansiva isentos de cloro (sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio). Os aditivos utilizados para a preparação dos fluidos de perfuração inibidos foram: antiespumante, viscosificante, redutor de filtrado, controlador de pH, inibidores de argila expansiva (sulfato, acetato e citrato de potássio), bactericida, lubrificante e selante. O estudo reológico, de filtração e lubricidade foi realizado após 24 horas do preparo do fluido. Das 57 formulações desenvolvidas para os fluidos com inibidores isentos de cloro, por meio de planejamento experimental, foram selecionadas um total de 10 para a determinação da taxa de inchamento linear em relação a argilas e folhelhos. Foram também determinadas a dispersibilidade e a toxicidade de parte dos fluidos desenvolvidos. Os resultados foram comparados aos obtidos para o fluido padrão contendo inibidores do tipo cloreto comumente utilizados na indústria de petróleo. A partir dos resultados, concluiu-se que foram desenvolvidos com êxito fluidos de perfuração que apresentam desempenho próximo ou superior aos observados para os fluidos padrão. Excelentes resultados em relação às taxas de inchamento linear e dispersibilidade também foram obtidas. A toxicidade apresentada pelos fluidos analisados foi moderada, o que pode indicar que os fluidos podem ser aplicados nas perfurações de poços de petróleo sem ocasionar danos expressivos ao meio ambiente. De modo geral, os resultados obtidos indicam que os inibidores sulfato, acetato e citrato de potássio se constituem em produtos alternativos à substituição dos inibidores já conhecidos na indústria, sem acarretar problemas à perfuração.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração aquosos, inibidores de expansão, planejamento experimental, toxicidade.

Development of drilling fluids with high degree of inhibition and environmentally correct

The aim of this work was to develop formulations of water base drilling fluids with high degree of inhibition, ecological and with low toxicity, to be applied in deep perforations with hydrate clays and shale sections. From the Foster swelling it was set up the optimum concentration of inhibitor (16g/350mL of water) and then prepared drilling fluids with three different concentrations of inhibitors of expansive clays without chlorine (potassium sulphate, potassium acetate and potassium citrate). The additives used to prepare the inhibited drilling fluids were: anti-foam, viscosifier, filtrate reducer, pH controller, expansive clay inhibitors (potassium sulphate, acetate and citrate), bactericide, lubricant and sealant. It was developed 57 drilling fluids formulations by using experimental plain. Rheological, filtration and lubricity studies were done after 24 hours of fluids preparation. From 57 formulations it was selected 10 to measure the linear swelling in relation to clays and shale. Also it was estimated the dispersibility and toxicity of the developed fluids. The results were compared with standard fluids with inhibitors of chlorine, typically used in the oil industry. From the results, it was concluded that the drilling fluids were developed with success and with performance close or superior to the standard fluids. Excellent results were obtained in relation to the linear swelling and dispersibility. The toxicity presented by the developed fluids was moderated and indicated that these fluids can be applied in the perforation of oil well without cause excessive damage to the environment. In general, the results indicate that the potassium sulphate, acetate and citrate inhibitors can be used as alternative products in substitution of the well known in the oil industry and do not affect the environment and the perforation.

Keywords: Water base drilling fluids, expansive inhibitors, experimental plain, toxicity.

CURRICULUM VITAE

Engenheira de Materiais pela Universidade Federal de Campina Grande,

UFCG.

Período: 2004-2008.

PUBLICAÇÕES SOBRE O TEMA DA DISSERTAÇÃO

i) Artigo Publicado em Periódico

LUCENA, Danielly Vieira; SANTOS, Raquel Leite; AMORIM, Luciana Viana; LIRA, Hélio de Lucena. Uso do planejamento Experimental - Parte I. Revista Eletrônica de Materiais e Processos- REMAP, v. 4.1, p. 14-25, 2010.

ii) Artigo Publicado em Anais de Congressos

BORGES,P.R.; RAQUEL SANTOS LEITE,R.S.; LUCENA,D.V.; AMORIM, L.V.; LIRA, H.L.; AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE ADITIVOS COMO INIBIDORES DE ARGILAS EXPANSIVAS. VII Congresso de Iniciação Científica, 2010, Campina Grande-PB.

iii) Resumos Publicados em Anais de Congressos

LUCENA, D.V.; LEITE, R.S.; SILVA, C.H.; AMORIM, L.V.; LIRA, H.L.; EVALUATION OF THE INHIBITION CAPACITY OF CHEMICAL ADDITIVES TO BE USED IN DRILLING FLUIDS ENVIROMENTALY CORRECT. XI Brazilian MRS Meeting 2010- XI SBPMat, 2010, Ouro Preto- MG.

iv) Resumo aceito

LUCENA, D.V.; LEITE, R.S.; AMORIM, L.V.; LIRA, H.L.; DEVELOPMENT OF DRILLING FLUIDS WITH HIGH INHIBITION CAPACITY ENVIRONMENTALLY CORRECT. 21st INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, 2011, Natal, RN.

LISTA DE TABELAS

Tabela1 – Matriz de planejamento fatorial 2^4 , com três repetições no ponto central.....	28
Tabela 2 – Níveis codificados e reais das variáveis de entrada do planejamento experimental 2^4 com três experimentais no ponto central.....	29
Tabela 3 – Formulações de F1A a F10A para composições com sulfato de potássio como inibidor para 350mL de água.....	30
Tabela 4 – Formulações de F11A a F19A para composições com sulfato de potássio como inibidor para 350 mL de água.....	31
Tabela 5 – Formulações de F1B a F10B para composições com acetato de potássio como inibidor para 350 mL de água.....	31
Tabela 6 – Formulações de F11B a F19B para composições com acetato de potássio como inibidor para 350 mL de água.....	32
Tabela 7 – Formulações de F1C a F10C para composições com citrato de potássio como inibidor para 350 mL de água.....	32
Tabela 8 – Formulações de F11C a F19C para composições com citrato de potássio como inibidor para 350 mL de água.....	33
Tabela 9 – Formulações de F1S a F10S para composições sem inibidor para 350 mL de água.....	33
Tabela 10 – Formulações de F11S a F19S para composições sem inibidor para 350 mL de água.....	34
Tabela 11– Formulações a serem estudadas para composições do fluido padrão (FP).....	35
Tabela 12 – Formulações a serem estudadas para composições do fluido padrão sem inibidor (FPs).....	35
Tabela 13 – Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.....	50

Tabela 14 – Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.....	51
Tabela 15 – Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.....	52
Tabela 16 – Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados sem inibidor.....	53
Tabela 17 – Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF) e do coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio para o planejamento fatorial empregado.....	62
Tabela 18 – Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF) e do coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio para o planejamento fatorial empregado.....	73
Tabela 19 – Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e do volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio para o planejamento fatorial empregado.....	83
Tabela 20 – Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e do volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados sem a presença do inibidor para o planejamento fatorial empregado.....	95
Tabela 21 – Resultados de sobrevivência e de mortalidade de misidáceos durante a realização do teste de toxicidade com 96h de duração, conduzido com os fluidos F8A, F8B, F8C e F8S.....	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura da argila esmectítica.....	5
Figura 2 – Representação morfológica de uma partícula coloidal de esmectita.....	6
Figura 3 – Amostra de folhelho.....	7
Figura 4 – Hidratação de montmorilonita em água doce.....	9
Figura 5 – Representação esquemática da delaminação em camadas de uma argila hidratada.....	9
Figura 6 – Estrutura e hidratação da montmorilonita cálcica e sódica.....	11
Figura 7 – Instabilidade de poço causada pela hidratação de folhelhos.....	24
Figura 8 – Fluxograma das etapas a serem realizadas no preparo do fluido de perfuração.....	26
Figura 9 – Fluxograma das etapas realizadas para a obtenção do grau de inibição de argilas expansivas dos inibidores químicos utilizando o método de Inchamento de Foster.....	27
Figura 10 – Agitadores de alta rotação Hamilton Beach modelo 936.....	36
Figura 11 – Viscosímetro Fann 35A.....	37
Figura 12 – Lubricímetro Ofite.....	38
Figura 13 – Filtros-prensa LPLT Fann.....	39
Figura 14 – Roller Oven Fann Modelo 704 ES.....	40
Figura 15 – <i>Linear Swell Meter</i> modelo 2000- Fann.....	41
Figura 16 – Pastilhas produzidas no compactador hidráulico do <i>Linear Swell Meter</i> , da FANN.....	42
Figura 17 – Inchamento de Foster aplicado à bentonita, utilizando concentrações de 4 a 20g de inibidor/ 350mL de água.....	44
Figura 18 – Ensaio de Inchamento de Foster: (a) sem inibidor, (b) para o inibidor sulfato de potássio na concentração de 8g / 350 mL de água.....	45
Figura 19 – Curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor sulfato	

de potássio: (a) Fluidos F1A, F2A, F3A, F4A e F5A; (b) F6A, F7A, F8A, F9A e F10A; (c) F11A, F12A, F13A, F14A e F15A e (d) F16A, F17A, F18A e F19A.....	46
Figura 20 – Curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio: (a) Fluidos F1B, F2B, F3B, F4B e F5B; (b) F6B, F7B, F8B, F9B e F10B; (c) F11B, F12B, F13B, F14B e F15B e (d) F16B, F17B, F18B e F19B.....	47
Figura 21 – Curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio: (a) Fluidos F1C, F2C, F3C, F4C e F5C; (b) F6C, F7C, F8C, F9C e F10C; (c) F11C, F12C, F13C, F14C e F15C e (d) F16C, F17C, F18C e F19C.....	48
Figura 22 – Curvas de fluxo dos fluidos preparados sem inibidor: (a) Fluidos F1S, F2S, F3S, F4S e F5S; (b) F6S, F7S, F8S, F9S e F10S; (c) F11S, F12S, F13S, F14S e F15S e (d) F16S, F17S, F18S e F19S.....	49
Figura 23 – Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.....	55
Figura 24 – Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.....	55
Figura 25 – Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.....	56
Figura 26 – Volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.....	56
Figura 27 – Coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.....	58
Figura 28 – Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0), para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.....	64

Figura 29 – Superfícies de resposta para limite de escoamento, fixando-se o redutor de filtrado em 2,0g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0) para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.....	65
Figura 30 – Superfícies de resposta para o volume de filtrado (VF), fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0) para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.....	66
Figura 31 – Superfícies de resposta para o coeficiente de lubricidade, fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o redutor de filtrado 3,0g (nível 0) para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.....	67
Figura 32 – Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.....	68
Figura 33 – Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.....	68
Figura 34 – Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.....	69
Figura 35 – Volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.....	69
Figura 36 – Coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.....	71
Figura 37 – Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.....	75
Figura 38 – Superfície de resposta para o limite de escoamento, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.....	75
Figura 39 – Superfície de resposta para o volume de filtrado, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos	

preparados com o acetato de potássio como inibidor.....	76
Figura 40 – Superfície de resposta para o coeficiente de lubrificidade fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.....	77
Figura 41 – Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.....	78
Figura 42 – Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.....	78
Figura 43 – Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.....	79
Figura 44 – Volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.....	79
Figura 45 – Coeficiente de lubrificidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.....	81
Figura 46 – Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.....	85
Figura 47 – Superfície de resposta para o limite de escoamento, fixando-se o redutor de filtrado em 3,0g (0) e o lubrificante em 2,0% (0) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.....	85
Figura 48 – Superfície de resposta para o volume de filtrado, fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0)) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.....	86
Figura 49 – Superfície de resposta para o coeficiente de lubrificidade, fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o redutor de filtrado em 3,0g (nível 0) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.....	86
Figura 50 – Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados na ausência de inibidor.....	88
Figura 51 – Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados na ausência	

de inibidor.....	88
Figura 52 – Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados na ausência do inibidor.....	89
Figura 53 – Volume de Filtrado (VF) dos fluidos preparados na ausência do inibidor.....	89
Figura 54 – Coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos preparados na ausência de inibidor.....	90
Figura 55 – Medidas de pH para os fluidos de perfuração F8A, F8B e F8C.....	92
Figura 56 – Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor.....	96
Figura 57 – Superfície de resposta para o limite de escoamento, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor.....	96
Figura 58 – Superfície de resposta para o volume de filtrado, fixando-se o viscosificante em 1,125 g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor.....	97
Figura 59 – Superfície de resposta para o coeficiente de lubricidade, fixando-se o viscosificante em 1,125 g (nível 0) e o redutor de filtrado em 3,0 g (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor.....	97
Figura 60 – Porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de argila em função do tempo de contato, na presença dos fluidos de perfuração selecionados.....	100
Figura 61 – Porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de folhelho ativo em função do tempo de contato, na presença dos fluidos de perfuração selecionados.....	100
Figura 62 – Aspecto da fração recuperada de folhelho após a realização da lavagem no ensaio de dispersibilidade.....	102

Figura 63 – Grau de dispersibilidade obtido para os fluidos F8A, F8B e F8C contaminados com folhelho ativo da Bacia Costeira de Pernambuco.....	102
---	-----

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

- API - *American Petroleum Institute*
- B1- raio do cilindro interno (viscosímetro)
- BUN- Bentonit União Nordeste Ltda
- CL – Coeficiente de lubricidade
- CMC – Carboximetilcelulose
- CTC- Capacidade de troca de cátions
- D- dispersibilidade
- DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral
- F1- constante da mola (viscosímetro)
- FC – Fator de correção
- FP- Fluido padrão
- FPs- Fluido padrão sem a presença do inibidor
- FPS- Fração particulada suspensa
- IBP- Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
- L- lubrificante
- LABDES – Laboratório de Referência em Dessalinização
- LAPET – Laboratório de Pesquisa em Petróleo
- LC50- concentração letal média para 50% da população
- LPLT - *Low pressure low temperature*
- LSM – *Linear Swell Meter*
- LE – Limite de escoamento
- K - Índice de consistência do fluido
- n - Índice do comportamento de fluxo
- Pd- peso do folhelho disperso
- Pi- peso inicial da amostra do folhelho
- PRH- Programa de Recursos Humanos
- R- redutor de filtrado
- r- coeficiente de correlação
- R1 - raio do cilindro externo

R^2 - Coeficiente de determinação

S- selante

UFCG - Universidade Federal de Campina Grande

UFPE- Universidade Federal de Pernambuco

UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte

V- viscosificante

VA - Viscosidade aparente

VP - Viscosidade plástica

VF - Volume de filtrado

SUMÁRIO

RESUMO	vi
ABSTRACT	vii
PUBLICAÇÕES	ix
LISTA DE TABELAS	x
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS	xviii

CAPÍTULO 1

1. Introdução	1
1.1 Objetivos.....	3
1.1.1 Gerais.....	3
1.1.2 Específicos.....	3
1.2 Organização do trabalho.....	3

CAPÍTULO 2

2. Revisão bibliográfica	5
2.1 Argilas Bentoníticas.....	5
2.2 Folhelhos.....	6
2.3 Hidratação de Argilas.....	8
2.3.1 Influência dos cátions na hidratação de argila.....	11
2.4 Fluidos de Perfuração.....	12
2.4.1 Definição.....	12
2.4.2 Funções.....	13
2.4.3 Tipos.....	15
2.4.4 Composição de fluidos de perfuração.....	16
2.4.4.1 Inibidores de argilas e folhelhos expansíveis.....	18
2.4.5 Desenvolvimento de fluidos inibidos.....	20
2.5 Interação Folhelhos-Fluido de Perfuração.....	23

CAPÍTULO 3

3. Metodologia	25
3.1 Materiais.....	25
3.1.1 Argilas Bentoníticas.....	25
3.1.2 Folhelhos.....	25
3.1.3 Aditivos.....	25
3.2 Métodos.....	26
3.2.1 Seleção dos inibidores de inchamento das argilas.....	26
3.2.1.1 Inchamento de Foster.....	27
3.2.2 Planejamento fatorial.....	28
3.2.3 Formulações dos fluidos de perfuração.....	30
3.2.4 Preparação dos fluidos de perfuração.....	36
3.2.5 Comportamento reológico dos fluidos.....	37
3.2.5.1 Propriedades reológicas.....	37
3.2.5.2 Coeficiente de lubricidade.....	38
3.2.5.3 Determinação do volume de filtrado.....	39
3.2.6 Testes de dispersibilidade.....	40
3.2.7 Medidas de taxa de inchamento linear.....	41
3.2.8 Testes de toxicidade.....	42

CAPÍTULO 4

4. Resultados e Discussão	44
4.1 Inchamento de Foster.....	44
4.2 Avaliação do comportamento reológico: curvas de fluxo.....	46
4.3 Avaliação das propriedades reológicas, lubricidade e de filtração dos fluidos de perfuração estudados.....	54
4.3.1 Fluidos de perfuração inibidos com sulfato de potássio.....	54
4.3.1.1 Análise do planejamento experimental aplicado aos fluidos de perfuração inibidos com sulfato de potássio.....	59
4.3.2 Fluidos de perfuração inibidos com acetato de potássio.....	67
4.3.2.1 Análise do planejamento experimental aplicado aos fluidos de perfuração inibidos com acetato de potássio.....	72

4.3.3 Fluidos de perfuração inibidos com citrato de potássio.....	77
4.3.3.1 Análise do planejamento experimental aplicado aos fluidos de perfuração inibidos com citrato de potássio.....	82
4.3.4 Fluidos de perfuração sem a presença do inibidor.....	87
4.3.4.1 Análise do planejamento experimental aplicado aos fluidos de perfuração sem a presença do inibidor.....	93
4.4 Ensaio de taxa de inchamento linear.....	97
4.5 Ensaio de dispersibilidade.....	101
4.6 Ensaio de toxicidade.....	102
CAPÍTULO 5	
5. Conclusões.....	105
Sugestões para trabalhos futuros.....	107
Referências bibliográficas.....	108

Capítulo 1

Introdução

Os fluidos de perfuração, também chamados de lamas, são empregados para auxiliar o processo de perfuração de poços. Atualmente, estão disponíveis diversos tipos de fluidos de perfuração, podendo-se destacar os fluidos à base de água e argila (AMORIM, *et.al.*, 2005).

A composição destes fluidos depende das exigências particulares de cada perfuração. Segundo Lummus e Azar (1986), em perfurações simples e pouco profundas um fluido constituído de água e argila bentonítica é adequado e em situações de difícil perfuração e/ou grandes profundidades é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos.

Durante a perfuração de poços de petróleo é comum a detecção de camadas constituídas por minerais argilosos de alto grau de hidratação, organizados em pacotes laminares. Quando em contato com a água, os pacotes de argilas se separam à medida que a água penetra no espaço basal. Muitas destas formações contêm vários tipos e quantidades diferentes de argilas. Quanto maior a quantidade de esmectita, maior a reatividade na presença de água, devido às ligações inter cristalinas relativamente fracas, que permitem a entrada de água ou de outras substâncias polares, o que resulta no acréscimo da distância interplanar ou basal. Este fenômeno é conhecido por expansão ou inchamento (AMORIM, 2006).

Grande parte dos problemas enfrentados durante a perfuração dos poços de petróleo está associada à instabilidade causada pela interação entre as formações argilosas e o fluido utilizado para atravessá-las. As conseqüências variam desde o desmoronamento das paredes e alargamento do poço até seu completo fechamento (LOMBA *et. al*, 2000). Dessa forma, a estabilidade de poços de petróleo vem sendo estudada considerando os aspectos mecânicos e químicos da rocha, principalmente, com relação às interações fluido-folhelho (CORRÊA, *et. al*, 2004).

O inchamento de folhelho, quando em contato com fluido aquoso, tem sido considerado o principal problema no aprisionamento de ferramentas, devido à adsorção de moléculas de água ou íons hidratados solubilizados no meio. Em geral, o teor de argilas hidratáveis no folhelho é superior a 50 %. Como esses argilominerais possuem diferente capacidade de hidratação, a capacidade de certo folhelho adsorver água é função do tipo e quantidade dos argilominerais que o constitui.

De acordo com Serra (2003), na perfuração de formações contendo folhelhos hidratáveis, quando é viável a utilização de fluidos à base de água, há a necessidade do uso de inibidores de argilas com o objetivo de evitar a incorporação dos sólidos perfurados ao fluido de perfuração, o inchamento e o desmoronamento das paredes do poço. Pode-se chamar de inibidor qualquer composto químico que impeça a hidratação das argilas (PEREIRA, 2006).

Os inibidores de uso mais comum em fluidos de perfuração são os de natureza inorgânica, como os sais de sódio (NaCl) e de potássio (KCl). Os cátions desses sais possuem diâmetro menor que o da água e tendem a ficar entre as camadas de argila, evitando, assim, a hidratação da mesma (FARIAS, *et al*, 2006).

Contemplar a variável ambiental é, cada vez mais, uma questão decisiva para a sociedade e para a própria sobrevivência das grandes multinacionais do petróleo, que competem e se fundem na busca sem fronteiras por novas reservas de hidrocarbonetos. Atualmente, em virtude das regulamentações propostas pelas agências de proteção ambiental, a aplicação destes inibidores tem sido amplamente discutida e novos produtos isentos de cloro vêm sendo desenvolvidos (SCHAFFEL, 2002).

1.1 Objetivos

1.1.1 Geral

Este trabalho tem como objetivo principal desenvolver formulações de fluidos de perfuração de base aquosa com alto poder de inibição e ambientalmente corretos, visando sua aplicação em perfurações de seções compostas por folhelhos e argilas hidratáveis.

1.1.2 Específicos

- Avaliar a eficiência dos inibidores químicos, no controle da hidratação e conseqüente inchamento de folhelhos e de argilas hidratáveis, por meio do método de inchamento de Foster;
- Elaborar formulações de fluidos aquosos com inibições químicas;
- Avaliar as propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade dos fluidos de perfuração desenvolvidos;
- Avaliar a capacidade de inibição dos fluidos de perfuração por meio do ensaio de taxa de inchamento linear e do teste de dispersibilidade;
- Avaliar o grau de toxicidade dos fluidos de perfuração inibidos e,
- Comparar o desempenho dos fluidos com e sem inibição química e com o apresentado por um fluido Padrão.

1.2 Organização do Trabalho

O presente trabalho está organizado em cinco (5) capítulos. No Capítulo 1 encontra-se apresentada uma introdução, descrevendo a importância e os fatores motivantes para a realização deste estudo e os seus objetivos.

No Capítulo 2, encontra-se a revisão bibliográfica, iniciando-se pela descrição das argilas e folhelhos. A problemática da hidratação das argilas por fluidos de perfuração também é abordada neste capítulo. Definições, funções e

características dos fluidos de perfuração são apresentadas, assim como a interação fluido-folhelho, e a ação e importância dos inibidores de expansão de formações geológicas ativas.

No Capítulo 3, encontram-se a descrição dos materiais selecionados e a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho. A metodologia engloba a avaliação da capacidade de controle do inchamento dos inibidores através do Inchamento de Foster, a formulação dos fluidos, ensaios reológicos, de filtração e de lubricidade. Também são abordados os ensaios de taxa de inchamento linear e dispersibilidade ambos utilizados para avaliação da capacidade de inibição de inchamento dos fluidos, assim como a metodologia empregada no teste de toxicidade.

No Capítulo 4, são apresentados e discutidos os resultados obtidos através das curvas de fluxo, inchamento de Foster, ensaios reológicos, de filtração e lubricidade, além dos resultados de dispersibilidade, inchamento linear e grau de toxicidade.

No Capítulo 5, estão apresentadas as conclusões, ressaltando-se os resultados mais positivos em relação aos objetivos propostos e aos resultados esperados.

Em seguida, são apresentadas as sugestões para trabalhos futuros e a bibliografia utilizada como referência para fundamentação deste trabalho.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Argilas bentoníticas

Bentonita é uma argila de granulação fina, que é composta por argilominerais do tipo montmorilonita, do grupo das esmectitas, constituída por duas folhas tetraédricas de sílica (SiO_2), separadas por uma folha octaédrica de alumina (Al_2O_3), unidas entre si por oxigênios comuns às folhas, como ilustrado na Figura 1. Nas posições octaédricas os cátions podem ser Al^{3+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} , e na camada tetraédrica pode ocorrer substituições isomórficas de Si^{4+} por Al^{3+} (SANTOS, 1992).

Segundo Ross & Shannon (1926), bentonita pode ser definida como uma rocha constituída essencialmente por um argilomineral montmorilonítico (esmectítico), formado pela desvitrificação e subsequente alteração química de um material vítreo, de origem ígnea, usualmente um tufo ou cinza vulcânica.

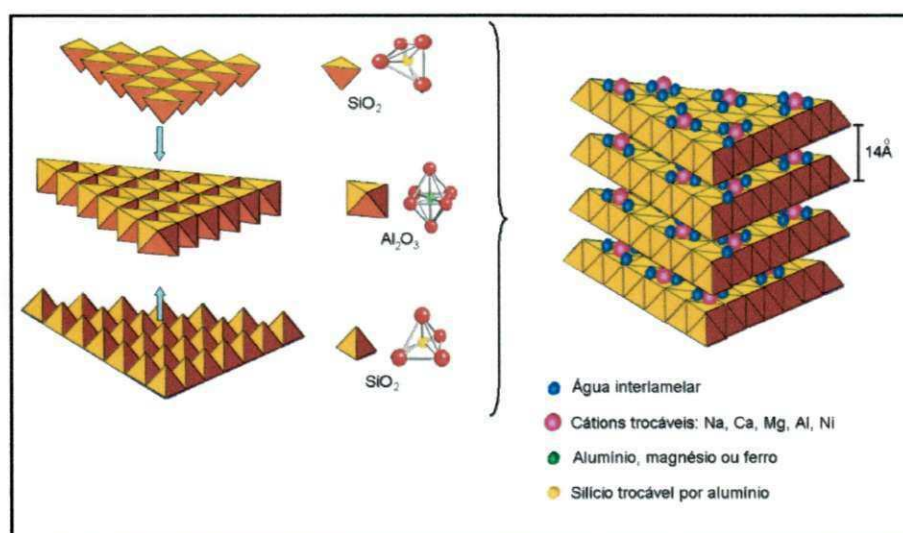


Figura 1: Estrutura da argila esmectítica.

Fonte: Martins, 2008.

As argilas bentoníticas estão incluídas na classe dos minerais de maior interesse industrial, possuindo um largo campo de aplicação (AMORIM, *et al*, 2005). Podem ser classificadas em função do tipo de cátion trocável predominante. Assim sendo, as bentonitas podem ser líticas, sódicas, cálcicas, magnesianas, etc., conforme seja lítio, sódio, cálcio, magnésio o cátion com maior teor.

As partículas de esmectitas possuem um caráter bipolar, com cargas negativas localizadas no plano de maior dimensão (face) e cargas positivas na região de menor dimensão (aresta), como mostra a Figura 2.

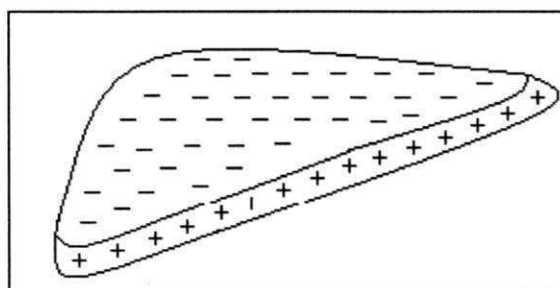


Figura 2: Representação morfológica de uma partícula coloidal de esmectita.

Figura adaptada (Chagas, 2005).

No Brasil, as argilas bentoníticas utilizadas no preparo de fluidos de perfuração são encontradas no município de Boa Vista, PB, em Minas denominadas de Lages, Bravo, Juá, Tonito e Canudos. Segundo o Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, no ano de 2007 a Paraíba produziu 88,5% de toda a bentonita bruta brasileira, tendo o município de Boa Vista, como maior produtor (OLIVEIRA, 2008).

2.2 Folhelhos

Os folhelhos são rochas sedimentares de granulação fina, compostas basicamente de argila com alta porosidade e baixa permeabilidade, o que lhes confere elevado potencial de reatividade frente aos fluidos de perfuração base água. Estas características transformam os folhelhos em uma rocha altamente

sensível a hidratação com o transcurso do tempo (TAN *et al*, 1998). Na exploração de petróleo, os folhelhos são rochas formadoras de hidrocarbonetos e capeadoras das rochas reservatório (HORSRUD *et al* , 1994).

Estas formações argilosas são dispostas em finas camadas contendo variados tipos de argilas, como ilustrado na Figura 3. Diferenciam-se dos argilitos porque possuem lâminas finas e paralelas esfoliáveis, enquanto os argilitos apresentam argilas com aspecto mais maciço (SILVA, 2005).



Figura 3: Amostra de folhelho.

Fonte: Silva, 2005.

A litologia dos folhelhos é rica em matérias orgânicas em processo de fossilização associadas aos ambientes que alternaram épocas de seca e chuva. Tais variações climáticas propiciaram a deposição de camadas arenosas em meio a grandes pacotes argilosos. A compactação ao longo do tempo geológico provocada pelo peso das rochas sobrejacentes deformou os folhelhos, mas não os arenitos, já que esse último é maciço. A água, que porventura se armazenou nos folhelhos, foi expulsa durante este período. A água que saturou a porosidade dos arenitos permaneceu submetida a uma pressão de sobrecarga (P_o). Uma sondagem neste tipo de formação depara-se com duas realidades: a de folhelhos compactados e secos, mas capazes de expandir-se a um simples alívio de pressão, e de camadas de areia repletas de água pressurizada (SILVA, 2005).

Essas rochas com alto teor de argila têm mostrado significativas alterações, tais como expansão ou inchamento, quando colocadas em contato com fluidos aquosos devido a adsorção de moléculas polares de água ou de íons hidratados solubilizados no meio. Essas alterações podem provocar o colapso da rocha durante a perfuração com fluidos a base de água (MACHADO, 2001).

Como estes argilominerais possuem diferentes energias de hidratação, a capacidade de um certo folhelho adsorver água é função dos tipos e quantidades dos argilominerais que o compõe (MACHADO, 2001).

Segundo Suguio (1980), as camadas dos folhelhos variam de 0,05mm a 1mm, e estas podem se manifestar sob as seguintes formas:

- alternância de partículas mais finas e mais grossas, por exemplo, argila e silte (todo e qualquer fragmento de mineral ou rocha que apresente dimensões menores que areia fina, e maiores que argila, apresentam baixa ou nenhuma plasticidade);
- materiais mais claros alternados com materiais mais escuros, e carbonato de cálcio em alternância com silte e,
- a combinação dos fatores acima citados.

Segundo Silva (2005), a composição dos folhelhos pode variar de acordo com a rocha que está associada, assim como a coloração, que varia do vermelho amarronzado ao preto.

Os folhelhos normalmente derivam de dois tipos de ambientes: marinho (ricos em clorita e argilas do grupo da illita) ou de água doce (enriquecidos com montmorilonita).

2.3 Hidratação de argilas e folhelhos

Quando as folhas individuais de montmorilonita são expostas à água, as moléculas de água são adsorvidas na superfície das camadas de sílica, que são então separadas umas das outras, como pode ser observado na Figura 4.

Este comportamento é chamado de inchamento interlamelar e é controlado pelo cátion associado à estrutura da argila (AMORIM, 2003).

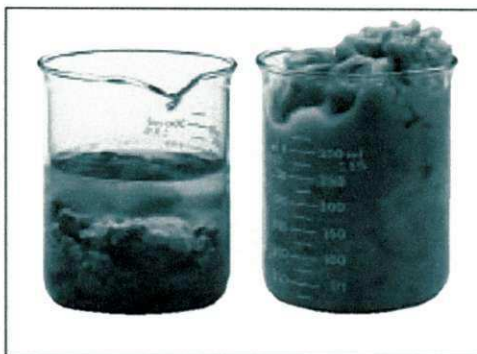


Figura 4: Hidratação de montmorilonita em água doce.

Fonte: Pereira, 2001.

As argilas são organizadas em pacotes laminares e possuem um alto grau de hidratação. Quando entram em contato com a água, essas lâminas de argilas se separam à medida que a água penetra no espaço basal (Figura 5). Formações argilosas contendo esmectita são especialmente sensíveis à presença de água. Muitas destas formações contêm vários tipos e diferentes quantidades de argilas. Quanto maior a presença de esmectita, maior a reatividade na presença de água (PEREIRA, *et al*, 2007).

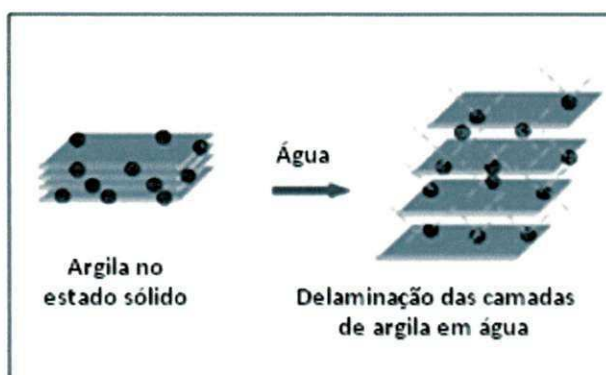


Figura 5: Representação esquemática da delaminação em camadas de uma argila hidratada.

Figura adaptada (Chagas, 2005).

Quando as argilas entram em contato com a água presente nos fluidos à base de água, ocorre o fenômeno de hidratação dos argilominerais. As moléculas se orientam em relação aos íons que circundam as partículas. Os íons se afastam das partículas, ficando circundados por moléculas de água. Segundo Brindley (1995), a espessura da camada de água interlamelar, varia de acordo com a natureza do cátion adsorvido e da quantidade de água disponível. Quando o cátion associado à estrutura da argila é o cálcio, o inchamento interlamelar varia da 11,8Å a 17,0Å. Se o cátion é o sódio, o inchamento pode progredir desde 9,8Å, quando a argila é exposta ao ar, a um máximo de 40,0Å, quando a argila é totalmente dispersa em meio líquido (LUMMUS & AZAR, 1986).

A bentonita sódica, em meio aquoso, adsorve uma quantidade elevada de água, expandindo e aumentando de volume. Essa adsorção de modo contínuo provoca uma separação das camadas de argila, expondo uma maior área para hidratação.

Por isso, o amplo emprego da bentonita sódica na formulação de fluidos de perfuração tem suporte nas suas características tecnológicas peculiares: (1) se dispersa facilmente e esta dispersão é relativamente estável; (2) apresenta viscosidade e força gel relativamente alta em concentrações inferiores a 8% em peso; (3) forma um reboco plástico, compressível e de baixa permeabilidade sobre substrato poroso e permeável; (4) tem alto valor de CTC (capacidade de troca de cátions), entre 70 a 130meq/ 100g, o que torna possível modificar as propriedades sem, contudo, comprometer a estabilidade do sistema; e (5) tem elevada área específica, o que implica em reações rápidas e modificação quase instantânea das propriedades físicas da dispersão coloidal bentonita-água.

A bentonita cálcica absorve uma quantidade limitada de água apresentando uma expansão moderada. Além disto, o reboco formado por essas dispersões tem espessura e permeabilidade elevadas. Devido a isso, a bentonita cálcica não é usada na composição dos fluidos de perfuração, sendo sua maior aplicação como aglomerante de areias de fundição e de minérios

(MACHADO, 2002). A hidratação da bentonita sódica e cálcica está representada na Figura 6.

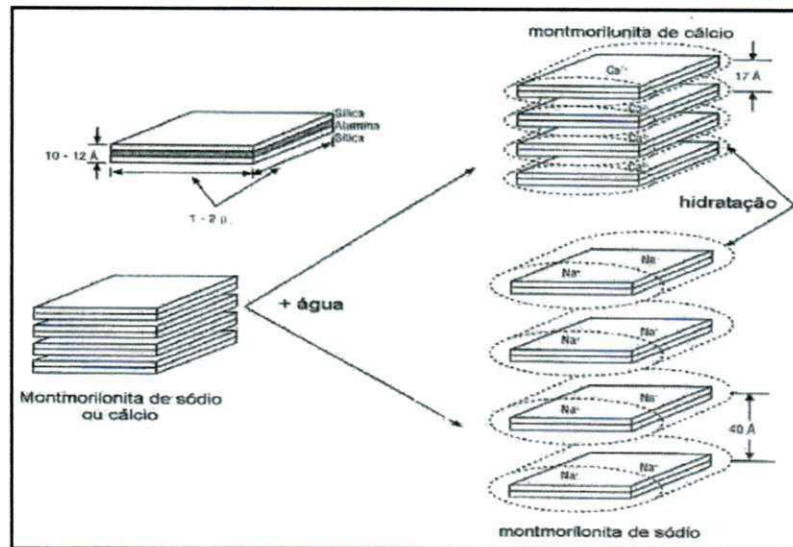


Figura 6: Estrutura e hidratação da montmorilonita cálcica e sódica.

Fonte: Lummus & Azar, 1986.

2.3.1 Influência dos cátions na hidratação das argilas

Como foi comentado anteriormente, uma das características mais marcantes das argilas é a capacidade de absorver quantidades consideráveis de água que provocam o inchamento das partículas. A água absorvida penetra entre as lâminas do mineral argiloso, aumentando a distância entre duas folhas adjacentes (STEFAN, 1956).

A capacidade de substituição de um cátion pelo outro pode ser colocada na seguinte ordem: $H^+ > Al^{+3} > Ca^{+2} > Mg^{+2} > K^+ > NH_4^+ > Na^+ > Li^+$ (GRAY e DARLEY, 1981).

Esta ordem pode ser alterada dependendo da disponibilidade de cátions no momento da reação. Se houver muito mais K^+ do que Ca^{+2} , o primeiro terá a preferência na substituição (PEREIRA, 2009).

A dimensão dos íons é de grande importância para o sistema água-argila, pois influencia diretamente na facilidade deles de se encaixarem dentro

dos vazios existentes nos agrupamentos de moléculas de água no estado líquido, modificando-lhes a tendência de formar estruturas orientadas (AMORIM, 2007).

Os cátions atuam interligando as placas dos argilominerais, promovendo assim, a agregação das mesmas. O potássio é largamente utilizado em fluidos de perfuração e de completação para estabilizar folhelhos, argilitos e qualquer outra litologia sensível à água. Por ser um cátion monovalente deveria permitir um maior inchamento das esmectitas pela hidratação, mas, ocorre aqui um fato especial: o diâmetro iônico do potássio é de 2,66Å e o espaço intercamadas da montmorilonita é de 2,8Å. O potássio interliga as placas dos argilominerais e tampona a entrada de água, evitando assim o inchamento da argila. Quanto maior a concentração de íons K^+ em relação ao Na^+ , mais rápida a troca catiônica de um pelo outro (PEREIRA, 2009).

Uma forma de prevenir a hidratação de argilas é a adição de produtos químicos denominados inibidores de hidratação de argilas. Existem muitos tipos de inibidores de hidratação, podendo ser inorgânicos ou orgânicos. O mecanismo de atuação dos inibidores consiste, basicamente, na fixação de sua fração catiônica na superfície negativa das partículas de argila (CARDOSO, 2005).

2.4 Fluidos de perfuração

2.4.1 Definição

Diversos autores apresentam diferentes definições para os fluidos de perfuração.

Os fluidos de perfuração, também chamados de lama, podem ser conceituados como composições freqüentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo (AMORIM, 2003).

De acordo com o *American Petroleum Institute* – API, os fluidos de perfuração são definidos como fluidos de circulação usados em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação de

perfuração. Contudo, autores como Thomas *et al*, (2001) consideram os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).

Tais fluidos vêm sendo utilizados há mais de uma centena de anos (DARLEY e GRAY, 1988) e são empregados na indústria de extração de petróleo, tanto em perfurações terrestres (*onshore*) como marítimas (*offshore*), nas perfurações de poços artesianos, assim como também em operações de sondagem.

A utilização de fluidos de perfuração foi iniciada em 1901 no poço de *Spindletop* no Texas (BOURGOYNE *et al.*, 1991) e seu desenvolvimento era um grande desafio para a indústria do petróleo, na busca pelo ponto ótimo entre custo, desempenho técnico, e a partir da década de 80, o atendimento às exigências ambientais. A eficiência da perfuração de um poço depende, em grande parte, da relação entre o fluido de perfuração utilizado com as formações perfuradas.

2.4.2 Funções

Diversos fatores afetam os fluidos de perfuração durante uma operação, a exemplo das variações de profundidade, interação com a formação rochosa do poço, variações de pressão e temperatura.

Segundo Duarte (2004), um fluido de perfuração além de realizar suas funções primordiais, que são a suspensão dos detritos gerados durante a perfuração, o controle de pressão, a estabilização das formações, apresentar poder de flutuação e de resfriamento da broca, também devem apresentar características adequadas para que possam ser utilizados nos mais diversos

tipos de formações. Sendo assim, um fluido de perfuração deve ser estável quimicamente, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, ser inerte (não reagir) com as rochas produtoras, ser capaz de aceitar tratamento físico e/ou químico, ser passível de bombeamento e, ainda, deve apresentar baixo grau de corrosão e abrasão em relação à coluna de perfuração e a outros equipamentos da coluna de perfuração, além de não ser agressivo ao meio ambiente (THOMAS, *et al.*, 2001). Os fluidos de perfuração devem ainda apresentar baixo custo de operação e facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço.

Transportar e remover os fragmentos e detritos gerados durante a perfuração são algumas das funções mais importantes dos fluidos de perfuração. O fluido, ao ser injetado no poço, exerce uma ação de jato que conserva o fundo do poço e a broca livres de detritos, assegurando uma maior vida útil à broca e uma maior eficiência da perfuração. A eficiência das lamas no processo de remoção dos cascalhos depende de vários fatores: velocidade anular, densidade e viscosidade do fluido (AMORIM, 2003).

Na perfuração, o peso sobre a broca e a rotação da broca são muito elevados, gerando atrito e conseqüentemente calor, e esse calor tem poucas possibilidades de ser afastado da formação através de condução. Portanto, ele terá de ser removido pelo fluido de perfuração, evitando danos à formação como também aumentando a vida útil da broca (CARVALHO, 2005).

A formação do reboco é uma função importante. O reboco pode ser definido como uma membrana que é formada pela deposição das partículas de sólidos insolúveis na parede do poço à medida que a fase líquida (água) do fluido penetra nos seus poros. A espessura dessa membrana aumenta enquanto o fluido ceder água às formações geológicas com as quais está em contato, e ao alcançar determinada espessura, tende a impermeabilizar o poço, impedindo a perda de água por filtração (FERRAZ, 1977).

O cascalho e fluido de perfuração que chegam à superfície constituem valiosas fontes de informações sobre as formações que estão sendo perfuradas. Geólogos examinam o cascalho para saber que tipos de formações

estão sendo perfuradas no momento, assim como os técnicos de fluido de perfuração analisam o seu retorno, avaliando o quanto de água, gás ou óleo está entrando no poço (CARVALHO, 2005).

Para satisfazer essas exigências, o fluido de perfuração deve apresentar propriedades físico-químicas que possam ser cuidadosamente controladas, para se ajustarem a uma grande variedade de condições em subsuperfície (SERRA, 2003).

2.4.3 Tipos

Os fluidos são tradicionalmente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase dispersante ou contínua, em: fluidos à base de óleo, fluidos à base de ar ou gás, fluidos sintéticos e fluidos à base de água. A escolha do tipo de fluido adequado envolve a análise de vários fatores, como o tipo, resistência e permeabilidade das formações a serem perfuradas, dos fluidos contidos nestas formações assim como também a preservação do meio ambiente (LIMA, 2002).

Os fluidos de perfuração de base água são os mais utilizados. Os fluidos base óleo, quando comparados com os de base água, são geralmente mais caros e requerem um controle mais acentuado no que se diz respeito aos danos ao meio ambiente que os mesmos podem causar.

Os fluidos à base de óleo diesel eram muito utilizados e indicados para a perfuração marítima, onde frequentemente a perfuração do poço é direcional e em perfurações terrestres de grande profundidade, pois, os poços direcionais são tipicamente mais restritivos em relação à lubrificação e estabilidade das paredes do poço, quando comparados aos verticais (CAMPBELL, 1998; HENDRIKS, 1994). Seu uso também era indicado em formações que apresentem altas temperaturas; neste caso podendo ser substituído por fluidos sintéticos.

Segundo Economides *et al.* (1998), os fluidos de perfuração aerados executam satisfatoriamente suas funções nas operações de perfuração, exceto

em relação ao transporte de cascalho (ainda que apresentem a grande vantagem de não contaminar o cascalho) e no controle de pressões subterrâneas. Por este motivo, sua aplicação fica limitada a regiões que possuam autorização legal e existência de formações de baixa permeabilidade, como calcários ou formações com rochas muito duras.

Os fluidos de perfuração de base água são misturas de sólidos, líquidos e íons dissolvidos, sendo a água a fase contínua. O líquido base pode ser a água salgada, água doce ou água salgada saturada (salmoura), dependendo da disponibilidade e das necessidades relativas ao fluido de perfuração (ECONOMIDES *et al.*, 1998).

Como uma alternativa às limitações de desempenho dos fluidos base água e em resposta as restrições ambientais, anteriormente citadas, impostas aos fluidos base óleo foram desenvolvidos os fluidos sintéticos. Neste tipo de fluido se utiliza como fase líquida contínua substâncias químicas sintéticas. Os fluidos sintéticos são também chamados “pseudo-lamas à base de óleo”, pois na prática as substituem, oferecendo menor toxicidade e produção de menor volume de resíduos de perfuração (SCHAFFEL, 2002).

2.4.4 Composição dos fluidos de perfuração

A composição do fluido é variável e depende das exigências particulares de cada operação de perfuração. Na medida em que os fluidos atravessam diversos tipos de formações, surge a necessidade de se recorrer a este ou àquele dos diversos tipos de fluidos de perfuração.

Os aditivos são substâncias químicas que, quando adicionadas ao fluido, conferem a ele propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração (SERRA, 2003).

Os principais aditivos de um fluido à base de água são (SERRA, 2003):

- Tensoativos: têm a finalidade de diminuir a tensão interfacial entre a fase contínua e os demais aditivos;

- Floculantes: promovem o agrupamento das partículas suspensas, aumentando a viscosidade do fluido;
- Dispersantes: apresentam como principal função reduzir a atração entre as partículas dos aditivos tornando-as dispersas no meio líquido, com conseqüente redução na viscosidade e no limite de escoamento, evitando assim, a incorporação de partículas de argila da formação no fluido;
- Lubrificantes: são adicionados para facilitar a penetração da broca e da coluna na formação, pois reduzem o coeficiente de atrito do fluido de perfuração, reduzindo o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, diminuindo o torque e o arraste;
- Inibidores de argila: no caso dos fluidos à base de água, são utilizados para evitar que as argilas sejam hidratadas e provoquem prisão de ferramentas, desmoronamentos e incorporação de sólidos perfurados ao fluido;
- Redutores de filtrado: são utilizados para evitar a perda de fluido para a formação perfurada. Geralmente usa-se a carboximetilcelulose (CMC). Segundo Pereira (2006a), os redutores de filtrado têm as seguintes vantagens:
 - reduzem as perdas por filtrações em formações permeáveis;
 - podem ser aplicados mesmo em altas concentrações para controles de filtrado rigorosos, sem viscosificar o fluido em demasia;
 - aumentam a estabilidade do poço;
 - controlam filtrado e reboco de fluidos hidroargilosos e,
 - degradam-se com aplicação de oxidantes como hipoclorito de sódio.
- Controladores de pH: controlam o grau de acidez ou alcalinidade do fluido e geralmente são usados o óxido de magnésio para fluido polimérico e a soda cáustica para fluido que contenha argila ativada. Segundo Pereira (2006a), o pH é fator influente a partir de valores acima de 10. Entre 10 e 12 a argila flocula com aumento brusco de viscosidade. A partir disso, desidrata quase que totalmente. A elevação

de pH a valores acima de 12 para inibir argilas expansivas é um recurso precioso no controle de fluido de perfuração. Os controladores de pH também reduzem as taxas de corrosão e estabilizam as emulsões;

- Bactericidas: evitam a rápida degradação do fluido, permitindo, assim, que o mesmo seja reutilizado em outras perfurações. Os bactericidas controlam os processos fermentativos do fluido de perfuração devido à ação de microorganismos.
- Viscosificantes: aumentam a viscosidade para proporcionar melhor limpeza do poço e suspensão dos cascalhos. A viscosidade representa a medida da resistência interna do fluido ao escoamento;
- Adensantes: conferem peso ao fluido para controlar a pressão no interior do poço.
- Anti-espumantes: reduzem a ação espumante, particularmente em fluidos à base de água saturada com sal.

2.4.4.1 Inibidores de argilas e folhelhos expansíveis

Existe uma diferença entre produtos químicos destinados a prevenir ou minimizar o processo de hidratação das argilas do reservatório e aqueles destinados a promover a estabilidade da argila. Os primeiros referem-se aos inibidores, que apenas impedem que substâncias polares penetrem entre o espaço basal, enquanto que o segundo tem a capacidade de impedir tanto o inchamento da argila como a migração dos finos. Em ambos os casos, o mecanismo de atuação é a fixação da fração catiônica (da estrutura do produto) na superfície negativa da argila, liberando o cátion trocável presente na estrutura da argila (MELLO, 2001).

Na perfuração de poços com folhelhos hidratáveis, quando é viável a utilização de fluidos à base de água (preferenciais devido ao baixo custo e baixo impacto ambiental), há a necessidade da utilização de inibidores de argilas, a fim de evitar a incorporação dos sólidos perfurados ao fluido, o

inchamento e o desmoronamento das paredes dos poços. Chamam-se inibidores de inchamento os compostos químicos capazes de reduzir, de forma eficaz, a hidratação das argilas (SERRA, 2003).

Para a inibição de inchamento das argilas, os aditivos mais comumente empregados são os de natureza inorgânica e de cátions monovalentes, tais como KCl e NaCl, e bivalentes, como CaCl_2 . E para a estabilização de argilas, são utilizados sais de amônio quaternário.

Estes sais de amônio são considerados de elevado custo pela indústria do petróleo para serem empregados em fluidos de perfuração, por isso, são geralmente associados aos sais de sódio, NaCl, e de potássio, KCl, que são mais baratos (VIDAL, 2007). Os cátions desses sais possuem diâmetros menores que o da água e tendem a ficar entre as camadas de argila, evitando assim a hidratação da mesma (VIDAL, 2009).

A quantidade de cátions trocáveis entre a argila e o meio aquoso é uma característica específica de cada argilomineral. A quantidade de cátions adsorvidos à argila, expressa em miliequivalentes por cem gramas de argila seca, é denominada de capacidade de troca de cátions (CTC). É a capacidade de troca catiônica (CTC) que determina a concentração ótima de um determinado aditivo químico utilizado em processos de inibição de hidratação e estabilização de argilas (MELLO, 2001).

As vantagens do uso de inibidores para controle de folhelhos são (PEREIRA, 2006):

- inibir efetivamente a incorporação de argilas ao fluido e a hidratação de formações sensíveis à água;
- proporcionar furos calibrados;
- prevenir desmoronamentos das paredes do poço;
- evitar o aprisionamento de ferramentas;
- aumentar a velocidade de penetração da broca e
- são totalmente compatíveis com uma ampla gama de viscosificantes e composições de fluidos.

2.4.5 Desenvolvimento de fluidos inibidos

Diversos trabalhos vêm sendo realizados visando o desenvolvimento de fluidos de perfuração inibidos.

As mudanças recentes nas leis governamentais a respeito da poluição de ar, água limpa, eliminação de lixo, saúde ocupacional e segurança ditaram e dirigiram a indústria de petróleo a reavaliar todos os aspectos relacionados à perfuração e à produção. Estas mudanças afetaram extremamente as escolhas dos produtos usados nos fluidos de perfuração. Os produtos não devem somente executar e atender as especificações mínimas, mas devem também atender os padrões ambientais do governo. Os interesses da produção e da exploração a respeito das avaliações dos danos e do prospecto da formação influenciam extremamente nas escolhas do produto (ENGLAND, 1988).

Aproximadamente 75% das formações perfuradas são constituídas de folhelhos, aos quais associam-se 90% dos problemas relacionados à instabilidade de poços devido à inabilidade do fluido de perfuração em controlar esses folhelhos. Alguns tipos de folhelhos são muito reativos quando em contato com a água devido à presença do argilomineral esmectita e a perfuração através deles pode apresentar vários problemas, podendo-se chegar ao total colapso do poço (MODY E HALE, 1993).

A variável mais importante para manter a estabilidade do folhelho é prevenir que o fluido de perfuração exerça uma pressão hidrostática suficientemente alta, que terá como conseqüências a invasão da fase contínua do fluido e falhas na formação, devido à mudança no estado de tensão próximo à parede do poço. A estabilidade do folhelho é alcançada quando a pressão diferencial (diferença entre pressão hidrostática do fluido de perfuração e a pressão dos poros da formação) suportada é mantida (TRENERY e MULLEN 2009).

A Baker Hughes, uma empresa multinacional, vem desenvolvendo um novo fluido à base de água com desempenho próximo ao de base óleo. Esse fluido reduz o impacto ambiental e apresenta uma alta eficiência operacional. O

sistema inibe as formações ativas encontradas em perfurações *onshore* e poços artesianos. O novo fluido incorpora um polímero micro deformável selante que mecanicamente forma pontes nos micro poros e micro fraturas dos folhelhos. A natureza deformável do polímero permite que o mesmo se molde ao longo das fraturas e dos poros, construindo uma ponte na matriz do folhelho ou outras formações de baixa porosidade. Este efeito selante reduz a invasão da fase líquida do fluido, mantendo assim a integridade do poço (OLIVEIRA, 2004).

Ainda de acordo com o autor, a inabilidade para suprimir a hidratação de argilas ativas pode conduzir a problemas, tais como: o encrramento de broca, baixa eficiência na remoção de sólidos, altas taxas de diluição e falta de controle do filtrado e das propriedades reológicas. O inchamento de argilas ativas junto com a transmissão da pressão dos poros é a principal causa da instabilidade dos folhelhos.

Produtos químicos poliméricos catiônicos também podem ser usados para evitar a hidratação das argilas durante a perfuração. A expectativa de se encontrar argilas reativas ao longo da perfuração vai prescrever a necessidade dos produtos nas formulações dos fluidos de perfuração. Sua presença é tão valiosa que atualmente os fluidos são subdivididos em não inibidos e inibidos (PEREIRA, 2001).

Vidal *et al.* (2007) estudaram a aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de inchamento de argilas em fluidos de perfuração à base de água. As formulações testadas foram previamente envelhecidas em estufa rotativa por 16 horas à 93°C (200°F). Em seguida, foram determinados os parâmetros reológicos à 57°C (135°F). Foram também determinadas as medidas de coeficiente de lubricidade e volume de filtrado API. A porcentagem de inchamento linear de pastilhas da argila estudada foi determinada por ensaios de *Linear Swell Meter* – LSM. Todos os novos polímeros testados apresentaram desempenho semelhante aos já utilizados na indústria do petróleo. O uso dos polímeros catiônicos associados ao sais NaCl e KCl, normalmente utilizados como inibidores de argilas, promoveu uma redução

significativa na taxa de inchamento linear da argila e no volume de filtrado, além de não alterar os valores dos parâmetros reológicos. Os resultados obtidos indicam que os novos polímeros catiônicos testados podem ser alternativas viáveis à substituição dos comumente utilizados pela indústria petrolífera.

Felix *et al.* (2009) desenvolveram e testaram formulações de fluidos de perfuração à base de água com alta capacidade de inibição de inchamento de argilas, além de elevada lubricidade, conseguindo-se assim, perfurações com maior taxa de penetração e sem alargamentos. Os resultados obtidos indicaram que a combinação adequada de produtos já disponíveis no mercado pode levar à obtenção de fluidos de desempenho igual ou superior aos já utilizados pelas companhias multinacionais.

O desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo fazendo uso de inibidores de inchamento foi tema de estudo de Farias (2009), no qual foram desenvolvidos com êxito fluidos base água, formulados a partir de aditivos nacionais com desempenho próximo ou superior, aos fluidos considerados como padrão.

Nascimento *et al.* (2009) estudaram o grau de inibição do inchamento de argilas bentoníticas, avaliando a capacidade de inibição de diferentes aditivos no inchamento de argilas por meio da metodologia do inchamento de Foster utilizando uma argila bentonítica sódica industrializada da Paraíba e três aditivos comerciais, amplamente utilizados como inibidores de argilas expansivas em diferentes teores, no setor de perfuração de poços de petróleo. Os inibidores foram estudados isolados e em conjunto de acordo com o planejamento experimental de misturas. Os resultados mostraram que o aumento no teor dos inibidores proporciona menor ou nenhum inchamento da argila, bem como que melhores resultados são obtidos com a utilização dos inibidores em conjunto. Tal avaliação se fez importante, visto a freqüente utilização de inibidores como componentes em fluidos de perfuração no controle de argilas e folhelhos durante a etapa de perfuração de poços artesianos e de petróleo.

2.5 Interações folhelho-fluido de perfuração

No decorrer da atividade de perfuração de poços de petróleo, o fluido mantém contato contínuo com as camadas dos folhelhos presentes nas paredes do poço, com os cascalhos perfurados e a broca de perfuração. As interações físico-químicas e mecânicas que acontecem ao redor do poço entre o folhelho e o fluido de perfuração podem ter impacto na estabilidade, muito embora ainda não seja completamente entendida, mas seus problemas são creditados, em grande parte, a esta interação. Para evitar ou reduzir esta interação, têm sido desenvolvidos novos fluidos, impelidos, principalmente, por legislações ambientais que exigem que estes fluidos sejam biodegradáveis (RABE, *et. al*, 2003).

Os problemas relacionados à falta de estabilidade promovidos pelo inchamento de argilas e folhelhos expansíveis são tratados pela utilização de produtos químicos inibidores da hidratação e da expansibilidade dos folhelhos. Dentre estes produtos encontram-se as soluções salinas, que tentam reduzir a migração iônica através do equilíbrio químico entre as rochas e os fluidos (RABE, *et. al*, 2003).

Os folhelhos de comportamento plástico tendem a inchar (“*swelling*”), resultando no fechamento do poço que pode levar ao aprisionamento da coluna de perfuração e até mesmo à perda do poço. A solução destes problemas implica em tempo ocioso na perfuração e o conseqüente aumento de custos para a indústria do petróleo. A instabilidade causada pela falta do controle da hidratação dos folhelhos pode ser observada na Figura 7.

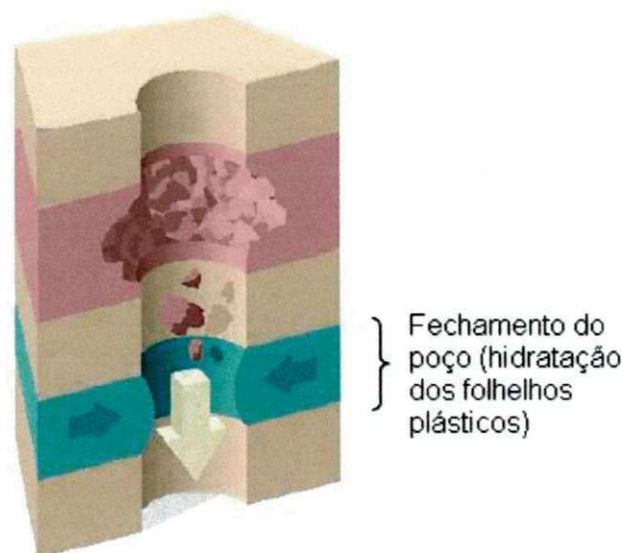


Figura 7 – Instabilidade de poço causada pela hidratação de folhelhos.

Figura adaptada (Last & Plumb, 1995)

Há algum tempo, vem se estudando a estabilidade de poços de petróleo considerando os aspectos mecânicos da rocha e químico, sendo este último relacionado às interações fluido-folhelho (CORRÊA, *et. al*, 2004). O inchamento das partículas de folhelho quando em contato com fluido aquoso tem sido considerado o principal vilão no aprisionamento de ferramentas, devido à adsorção de moléculas de água ou íons hidratados solubilizados no meio. Em geral, o teor de argilas hidratáveis no folhelho é superior a 50%. A estabilidade das paredes do poço é função da interação rocha-fluido. Como relatado anteriormente, existem aditivos químicos capazes de minimizar essas interações. Esses aditivos alojam-se no espaço basal, fixando-se na superfície das folhas de silicato, impedindo a entrada de moléculas de água (MACHADO, 2002; OLIVEIRA, 1987; RETZ, *et. al*, 1991).

Capítulo 3

Metodologia

3.1 Materiais

3.1.1 Argilas bentoníticas

Foi utilizada uma amostra de argila industrializada, conhecida comercialmente por Brasgel PA. A argila foi fornecida pela empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN.

3.1.2 Folhelhos

Foram utilizadas amostras de folhelhos reativos à água da Bacia Costeira de Pernambuco, da região de Suape, fornecidos pelo pesquisador Antônio Barbosa e seu aluno Felipe Pereira da UFPE.

3.1.3 Aditivos

Foram selecionados três inibidores de inchamento de argilas, isentos de cloro (sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio) e dois inibidores comerciais, utilizados na pesquisa como inibidores Padrão, sendo eles o KCl e o Polestar. Os aditivos foram estudados isoladamente e submetidos a testes de inchamento de Foster, descrito no item 3.2.1.1, a seguir.

Para a preparação dos fluidos de perfuração foram utilizados os seguintes aditivos: viscosificante (goma xantana), redutor de filtrado (carboximetilcelulose de baixa viscosidade), anti-espumante, bactericida, selante (calcita), lubrificante e controlador de pH (MgO).

As amostras dos aditivos foram fornecidas pela Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda.

3.2 Métodos

Para o desenvolvimento dos fluidos propostos pela pesquisa foram utilizadas as seguintes etapas, de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 8.

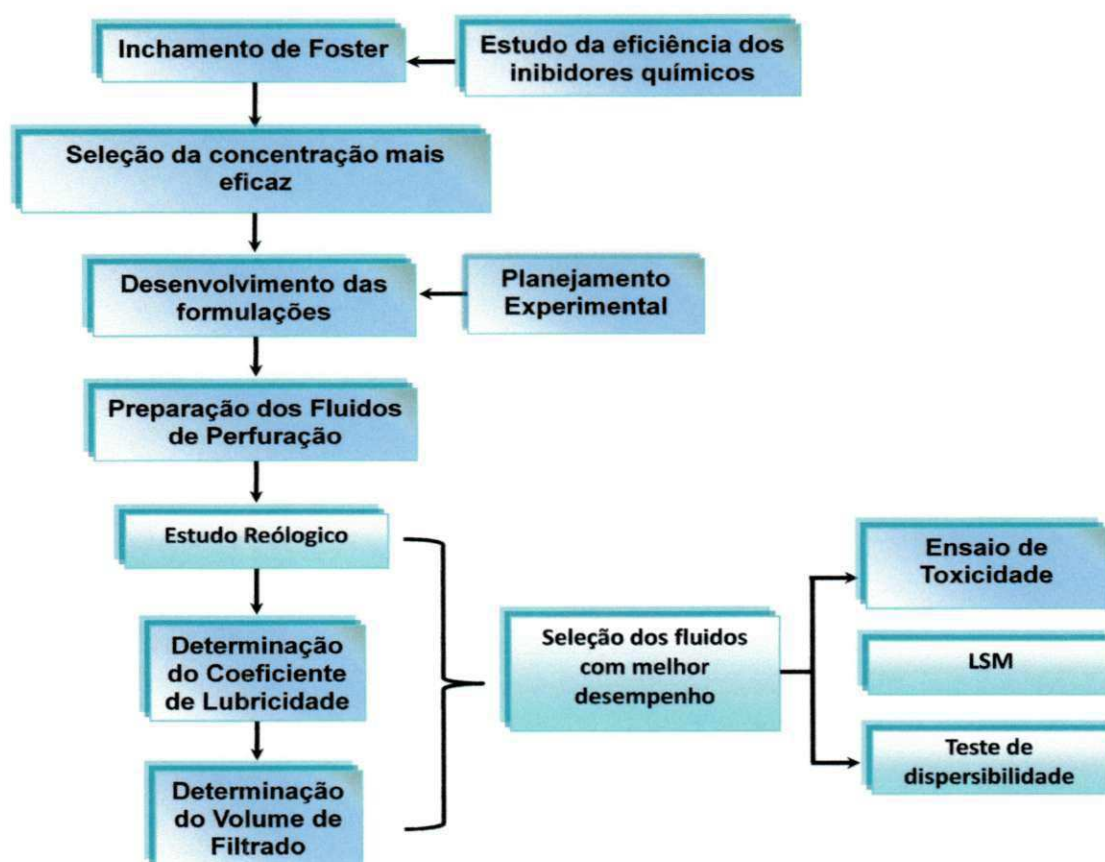


Figura 8: Fluxograma das etapas realizadas no preparo do fluido de perfuração.

3.2.1 Seleção dos inibidores de inchamento de argilas

Para avaliar a eficiência dos inibidores, bem como as suas melhores concentrações, foram realizados ensaios de Inchamento de Foster.

3.2.1.1 Inchamento de Foster

Com o objetivo de selecionar as concentrações dos inibidores que apresentem os melhores resultados em relação ao seu desempenho e de avaliar o grau de inibição de argilas expansivas dos inibidores químicos, foram realizados ensaios baseados na metodologia de inchamento de Foster (1953). Para tanto, em uma proveta de 100mL de capacidade contendo 50mL de água e inibidores nas concentrações definidas (4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18 e 20g de inibidor/350mL de água) foi adicionado lentamente 1g de argila bentonítica ativada. Os sistemas foram deixados em repouso e após 24h foram efetuadas as leituras do inchamento. Esta etapa foi desenvolvida no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração do LABDES/ UFCG.

A Figura 9 apresenta o fluxograma com as etapas para a realização dos ensaios de Inchamento de Foster.



Figura 9: Fluxograma das etapas realizadas para a obtenção do grau de inibição de argilas expansivas dos inibidores químicos utilizando método de Inchamento de Foster.

A partir dos resultados obtidos de Inchamento de Foster com os inibidores, foi selecionada a concentração de inibidor que promoveu inchamento classificado como nulo, e esta foi utilizada para o desenvolvimento dos fluidos de perfuração.

3.2.2. Planejamento fatorial

Para o desenvolvimento de fluidos de perfuração aquosos inibidos com sulfato, acetato e citrato de potássio foi utilizado um planejamento experimental (fatorial) do tipo 2^4 com três experimentos no ponto central, totalizando 19 experimentos. A mesma matriz foi utilizada para o desenvolvimento dos fluidos de perfuração sem a presença de inibidor, para fins comparativos.

Foram variadas as concentrações dos seguintes aditivos: viscosificante, redutor de filtrado, lubrificante e selante (variáveis de entrada) e as respostas analisadas foram as propriedades reológicas (viscosidades aparente e plástica) e de filtração (volume de filtrado). Os valores codificados e reais das variáveis de entrada, empregados no planejamento encontram-se na Tabela 1.

Tabela 1: Níveis codificados e valores reais das variáveis de entrada do planejamento experimental 2^4 com três experimentais no ponto central.

Variáveis de entrada	Código	Níveis codificados		
		-1	0	+1
Viscosificante (g/ 350mL)	V	0,75	1, 125	1,5
Redutor de Filtrado (g/ 350mL)	R	2,5	3,0	3,5
Lubrificante (%)	L	1,0	2,0	3,0
Selante (g/ 350mL)	S	15,0	20,0	25,0

A matriz de planejamento experimental utilizada está representada na Tabela 2.

Tabela 2: Matriz de planejamento experimental 2^4 , com três repetições no ponto central.

Experimentos	Viscosificante (V)	Redutor de Filtrado (R)	Lubrificante (L)	Selante (S)
F1	-1	-1	-1	-1
F2	+1	-1	-1	-1
F3	-1	+1	-1	-1
F4	+1	+1	-1	-1
F5	-1	-1	+1	-1
F6	+1	-1	+1	-1
F7	-1	+1	+1	-1
F8	+1	+1	+1	-1
F9	-1	-1	-1	+1
F10	+1	-1	-1	+1
F11	-1	+1	-1	+1
F12	+1	+1	-1	+1
F13	-1	-1	+1	+1
F14	+1	-1	+1	+1
F15	-1	+1	+1	+1
F16	+1	+1	+1	+1
F17	0	0	0	0
F18	0	0	0	0
F19	0	0	0	0

A utilização do método de planejamento fatorial em estudos que abrangem muitas variáveis, como é o caso do desenvolvimento de fluidos de perfuração, é importante, pois torna possível o planejamento e a realização de maneira organizada de uma quantidade mínima necessária de experimentos, economizando tempo e recursos financeiros (BARROS NETO, *et al*, 2003).

A regressão dos dados experimentais foi realizada utilizando o programa STATISTICA™ (STATSOFT, 2000).

3.2.3. Formulações dos fluidos de perfuração

A preparação dos fluidos de perfuração foi baseada na matriz de planejamento experimental obtida, variando os aditivos viscosificante, redutor de filtrado, lubrificante e selante (variáveis de entrada) e mantendo-se fixa as concentrações dos demais aditivos que compõem as formulações (anti-espumante, controlador de pH, inibidores de argilas expansivas (sulfato, acetato e citrato de potássio) e bactericida) para 350mL de água.

Foram desenvolvidas as formulações de fluidos apresentadas nas Tabelas 3 a 11.

Tabela 3: Formulações de F1A a F10A para composições com sulfato de potássio como inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F1A	F2A	F3A	F4A	F5A	F6A	F7A	F8A	F9A	F10A
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5
Redutor de filtrado (g)	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio(g)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Acetato de potássio(g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Citrato de potássio(g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	25,0	25,0

*1 gota = 0,0140g

Tabela 4: Formulações de F11A a F19A para composições com sulfato de potássio como inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F11A	F12A	F13A	F14A	F15A	F16A	F17A	F18A	F19A
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	1,125	1,125	1,125
Redutor de filtrado (g)	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	3	3	3
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio (g)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Acetato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Citrato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0
Selante (g)	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	20,0	20,0	20,0

*1 gota = 0,0140g

Tabela 5: Formulações de F1B a F10B para composições com acetato de potássio como inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F1B	F2B	F3B	F4B	F5B	F6B	F7B	F8B	F9B	F10B
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5
Redutor de filtrado (g)	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acetato de potássio (g)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Citrato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	25,0	25,0

*1 gota = 0,0140g

Tabela 6: Formulações de F11B a F19B para composições com acetato de potássio como inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F11B	F12B	F13B	F14B	F15B	F16B	F17B	F18B	F19B
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	1,125	1,125	1,125
Redutor de filtrado (g)	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	3	3	3
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acetato de potássio (g)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Citrato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0
Selante (g)	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	20,0	20,0	20,0

*1 gota = 0,0140g

Tabela 7 Formulações de F1C a F10C para composições com citrato de potássio como inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F1C	F2C	F3C	F4C	F5C	F6C	F7C	F8C	F9C	F10C
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5
Redutor de filtrado (g)	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acetato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Citrato de potássio (g)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	25,0	25,0

*1 gota = 0,0140g

Tabela 8: Formulações de F11C a F19C para composições com citrato de potássio como inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F11C	F12C	F13C	F14C	F15C	F16C	F17C	F18C	F19C
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	1,125	1,125	1,125
Redutor de filtrado (g)	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	3	3	3
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acetato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Citrato de potássio (g)	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0
Selante (g)	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	20,0	20,0	20,0

*1 gota = 0,0140g

Tabela 9: Formulações de F1S a F10S para composições sem inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F1S	F2S	F3S	F4S	F5S	F6S	F7S	F8S	F9S	F10S
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5
Redutor de filtrado (g)	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	2,5	2,5
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acetato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Citrato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	25,0	25,0

*1 gota = 0,0140g

Tabela 10: Formulações de F11S a F19S para composições sem inibidor para 350mL de água.

Aditivos	F11S	F12S	F13S	F14S	F15S	F16S	F17S	F18S	F19S
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	0,75	1,5	0,75	1,5	0,75	1,5	1,125	1,125	1,125
Redutor de filtrado (g)	3,5	3,5	2,5	2,5	3,5	3,5	3	3	3
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Sulfato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acetato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Citrato de potássio (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	2,0	2,0
Selante (g)	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	20,0	20,0	20,0

*1 gota = 0,0140g

Foram também utilizadas amostras de aditivos comerciais para formulação de fluidos padrão PETROBRAS (FP e FPs) como elementos comparativos, cujas formulações estão representadas nas Tabelas 11 e 12.

Para avaliar a influência dos inibidores no comportamento reológico dos fluidos foram determinadas as propriedades reológicas e de filtração para os fluidos com e sem adição dos inibidores. A partir dessa avaliação as formulações que apresentaram os melhores resultados serão selecionadas para realização dos demais ensaios previstos na metodologia.

Tabela 11: Formulações a serem estudadas para composições do fluido padrão (FP).

Aditivos	FP1	FP2	FP3
Água (mL)	350	350	350
Anti-espumante (g)	0,05	0,06	0,07
Viscosificante (g)	0,8	0,9	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,5	4,0
Controlador de pH (g)	0,8	0,9	1,0
KCl (g)	21,0	21,0	21,0
Polestar (g)	6,0	8,0	10,0
Bactericida (g)	0,5	0,6	0,7
Lubrificante (%)	1	2	3
Selante (g)	10,0	25,0	40,0

Tabela 12: Formulações a serem estudadas para composições do fluido padrão sem inibidor (FPs).

Aditivos	FPs1	FPs2	FPs3
Água (mL)	350	350	350
Anti-espumante (g)	0,05	0,06	0,07
Viscosificante (g)	0,8	0,9	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,5	4,0
Controlador de pH (g)	0,8	0,9	1,0
KCl (g)	-	-	-
Polestar (g)	-	-	-
Bactericida (g)	0,5	0,6	0,7
Lubrificante (%)	1	2	3
Selante (g)	10,0	25,0	40,0

3.2.4 Preparação dos fluidos de perfuração

Foram desenvolvidos fluidos de perfuração à base de água, com baixo teor de sólidos, compostos pelos aditivos: viscosificante, redutor de filtrado, anti-espumante, bactericida, lubrificante, selante, controlador de pH e inibidores químicos.

Para preparação dos fluidos de perfuração os aditivos foram adicionados, de acordo com concentrações e ordem cronológica apresentadas nas Tabelas 3 a 11, em 350mL de água, um a um, sob agitação constante, a uma velocidade de 13.000rpm em agitador *Hamilton Beach*, modelo 936 (Figura 10), obedecendo a ordem em que se encontram os aditivos em suas formulações.

Após adição dos aditivos, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000rpm, permanecendo por 5min sob agitação, com exceção do viscosificante, do redutor de filtrado e do selante, que permaneceram sob agitação por 10min. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24h em recipiente fechado.



Figura 10: Agitadores de alta rotação Hamilton Beach modelo 936.

3.2.5 Comportamento reológico, de filtração e de lubricidade dos fluidos

3.2.5.1 Propriedades reológicas

Para o estudo do comportamento reológico, após 24h de repouso, agitou-se os fluidos de perfuração durante 5min em agitador mecânico *Hamilton Beach* modelo 936 na velocidade de 17.000rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35A (Figura 11) com combinação R1 B1 e mola de torção F1, sendo R1 o raio do cilindro externo e B1 o raio do cilindro interno do viscosímetro com valores de 1,8415cm e 1,7245cm, respectivamente. F1 é a constante da mola com valor igual a 1 (MACHADO, 2002).

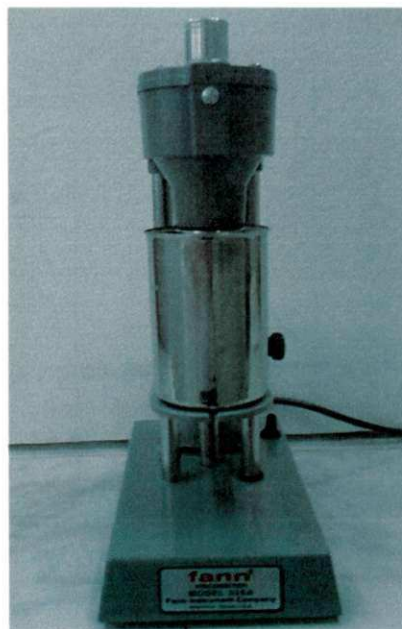


Figura 11: Viscosímetro Fann 35A.

Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022s⁻¹. O equipamento foi acionado na velocidade de 600rpm durante 2min e realizada a leitura. Em seguida, mudou-se a velocidade para 300rpm e efetuou-se a leitura após 15s. Logo após,

alterou-se a velocidade para 200rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi realizado para as velocidades de 100rpm, 6rpm e 3rpm. Com os dados de leitura e após tratamento matemático, as curvas de fluxo (tensão de cisalhamento x taxa de cisalhamento) dos fluidos estudados foram traçadas.

As viscosidades aparente e plástica e o limite de escoamento foram obtidos segundo a norma N-2605 da PETROBRAS (1998). A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido na leitura a 600rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600rpm e a 300rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é a diferença entre a leitura obtida a 300rpm e a viscosidade plástica (VP) (PETROBRAS, 1998).

3.2.5.2 Coeficiente de lubricidade

Para a determinação do coeficiente de lubricidade foi utilizado um lubrificímetro da marca OFITE, que pode ser observado na Figura 12.

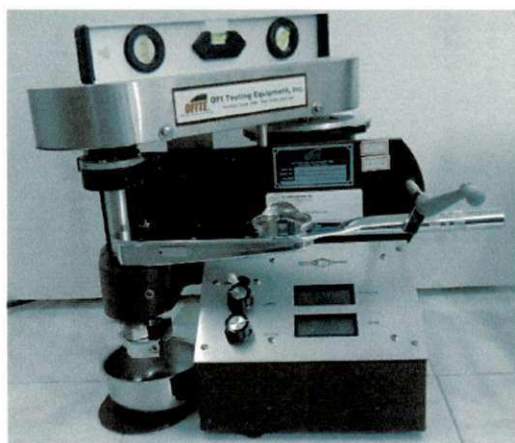


Figura 12: Lubrificímetro Ofite.

Aplicou-se a metodologia sugerida pelo fabricante, que consiste em agitar o fluido durante 5 min a 17.000rpm e, logo após, transferir para o recipiente do lubrificímetro, permanecendo por 5min a uma rotação de 60rpm e torque zero. Em seguida, foi aplicada uma força de 150in/ lb e efetuada a

leitura após 5min. O coeficiente de lubricidade (CL) foi calculado a partir das seguintes equações matemáticas.

$$FC = \frac{34}{Leitura_{\text{água}}} \quad (1)$$

$$CL = \frac{(Leitura_{\text{fluido}} \times FC)}{100} \quad (2)$$

Sendo:

FC = fator de correção;

Leitura_{água} = Leitura do lubricímetro obtida com água deionizada;

Leitura_{fluido} = Leitura do lubricímetro obtida com o fluido;

CL = Coeficiente de lubricidade (adimensional)

3.2.5.3 Determinação do volume de filtrado

Após a determinação dos parâmetros reológicos, os fluidos foram agitados durante 1 min, em agitador mecânico *Hamilton Beach* modelo 936. Em seguida, o volume de filtrado (VF) foi obtido em filtros-prensa Fann (Figura 13) segundo a norma N-2605 da PETROBRAS (1998), com aplicação de uma pressão da ordem de 7,0kgf/ cm² (100psi) durante 30min. Os resultados são expressos em mL.



Figura 13: Filtros-prensa LPLT Fann.

3.2.6 Testes de dispersibilidade

Para a realização dos testes de dispersibilidade se faz necessário primeiramente a preparação das amostras para análise. Para isto, as amostras de folhelhos são moídas e peneiradas (granulometria entre 4 e 8 mesh), devendo estas conservar ao máximo a umidade do local de onde foi extraída, não devendo portanto ser seca em estufa ou a ar.

O equipamento utilizado para realização do teste de dispersibilidade foi o forno rotativo *Roller Oven* da marca Fann modelo 704 ES (Figura 14). Este equipamento é composto por células de aço inox com capacidade de 400mL.



Figura 14: Roller Oven Fann Modelo 704 ES.

Adicionou-se 350mL de fluido de perfuração em cada célula do forno rotativo, em seguida adicionou-se 20g de amostra de folhelho previamente preparada (moída e peneirada); essa mistura foi agitada suavemente com uma espátula para promover assim a separação das partículas do folhelho. A rotação das células foi mantida em 50rpm a 150°F por 16h.

Após a realização dessa etapa as células foram resfriadas a temperatura ambiente. E, em seguida, o conteúdo da célula foi filtrado cuidadosamente em peneira de ABNT nº 100mesh (abertura 0,150 mm), com vazão de água doce de cerca de 2L/ min para promover a lavagem da amostra. O material com

granulometria inferior a 100mesh será considerado disperso e deve ser seco em estufa a 60 °C até atingir peso constante.

O valor da dispersibilidade em percentagem é uma média de duas medidas e é calculado pela fórmula a seguir:

$$D = \left[\frac{(P_i - P_d)}{P_i} \right] \times 100 \quad (3)$$

Sendo:

D = Dispersibilidade, %

Pd = Peso do folhelho disperso, g

Pi = Peso inicial da amostra do folhelho, g

3.2.7 Medidas de taxa de inchamento linear

As medidas de taxa de inchamento linear foram realizadas apenas para os fluidos com maior poder de inibição e que apresentaram os melhores resultados na etapa de estudo do comportamento reológico dos fluidos. O equipamento pode ser observado na Figura 15.



Figura 15: *Linear Swell Meter* modelo 2000- Fann.

Para a realização do ensaio de inchamento linear foram preparados corpos de prova (pastilhas) de argila ativada e de folhelhos de acordo com o procedimento descrito no manual do equipamento. Para confecção de cada pastilha, a argila ativada e o folhelho (20g) foram colocadas em um cilindro compactador e submetidas a uma pressão de 10.000 psi por 1 h e 30 min. Para a compactação, utiliza-se o compactador hidráulico do *Linear Swell Meter*, da FANN. Em seguida, as pastilhas são colocadas em um dessecador contendo uma solução saturada de cloreto de cálcio por 24 h, para garantir uma umidade relativa de 5 %. Após esse tempo, as pastilhas foram pesadas e medidas suas alturas. As pastilhas produzidas a partir deste procedimento podem ser observadas na Figura 16.

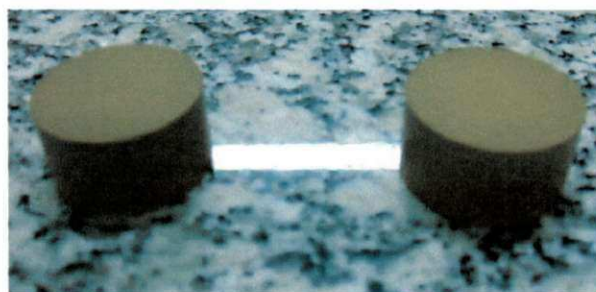


Figura 16: Pastilhas produzidas no compactador hidráulico do *Linear Swell Meter*, da FANN.

No ensaio de inchamento linear os corpos de prova foram imersos em formulações diferentes de fluidos de perfuração. Esta medida foi realizada no equipamento *Linear Swell Meter*.

Os ensaios de LSM foram realizados, no Laboratório de Pesquisa em Petróleo- LAPET da UFRN.

3.2.8 Testes de toxicidade

Foram realizados ensaios de toxicidade com os fluidos de melhor desempenho.

Segundo Veiga (1998), o procedimento do teste de toxicidade consiste do modo descrito a seguir.

Uma parte de fluido de perfuração é misturada a nove partes de água do mar, tal mistura é agitada por 5 minutos e, em seguida, decantada por 1h. Surgirá a chamada FPS ou fração particulada suspensa, que é o material sobrenadante. Em seguida, o organismo padrão, da espécie Misidáceo, de nomenclatura científica *Mysidopsis juniae*, são expostos à FPS por 96h. O teste fornece um parâmetro expresso em partes por milhão, denominado CL50 96h, que é a Concentração Letal que mata 50% dos organismos dentro de um período de 96h.

Os ensaios de toxicidade foram realizados, no Laboratório de Oceanografia da UFRN.

Capítulo 4

Resultados e Discussão

4.1 Inchamento de Foster

Na Figura 17 estão apresentados os resultados dos ensaios de inchamento de Foster dos inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio, citrato de potássio, KCl e Polestar isoladamente, para diversas concentrações.

De acordo com a classificação de Foster (1953), valores iguais ou menores que 2mL correspondem a um inchamento nulo, valores entre 3 à 5mL correspondem a um inchamento baixo, valores entre 6 à 8mL correspondem a um inchamento médio e para valores superiores a 8mL, o grau de inchamento da argila é classificado como alto.

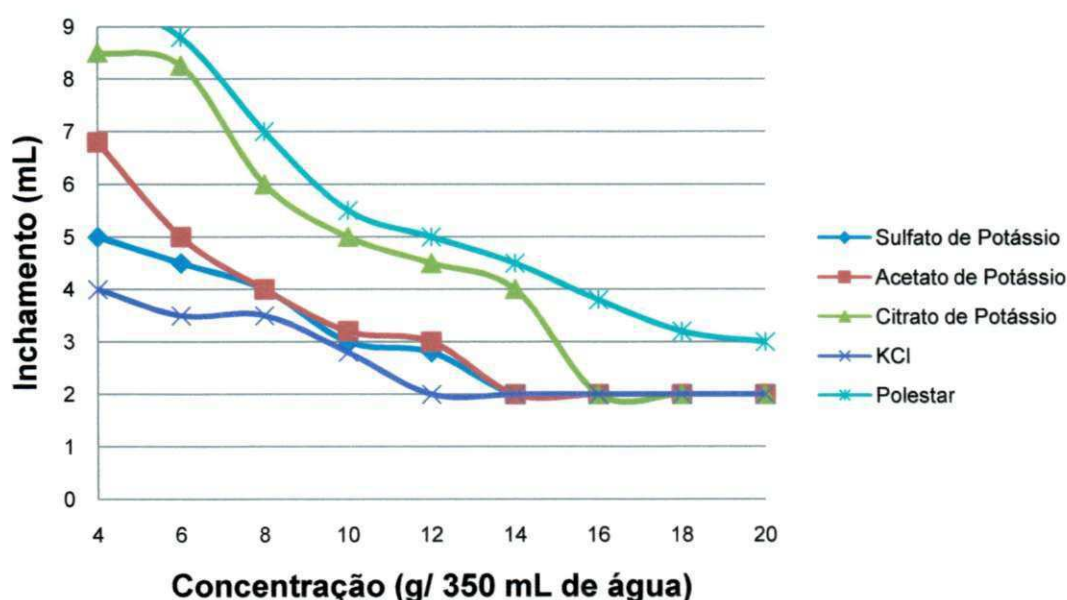


Figura 17: Inchamento de Foster aplicado à bentonita, utilizando concentrações de 4 a 20g de inibidor/ 350mL de água.

A partir dos ensaios, observou-se para a concentração de 14g/ 350mL de água que os inibidores KCl, sulfato e acetato de potássio apresentam

valores nulos de inchamento, comprovando a efetiva inibição de ambos os aditivos a partir desta concentração.

Pode-se analisar, por meio do gráfico contido na Figura 17, que em concentrações superiores a 16g/ 350 mL de água, todos os aditivos químicos, com exceção do inibidor comercial Polestar foram efetivos em relação à inibição de inchamento da argila ativada.

A Figura 18b apresenta o grau de inchamento da argila para o inibidor sulfato de potássio na concentração de 8 g/ 350mL de água. Para fins de comparação, realizou-se um ensaio sem o uso de inibidor químico, como pode ser observado na Figura 18a. Com isto, constatou-se um inchamento de 17mL, que de acordo com Foster (1953), pode ser considerado como inchamento alto.

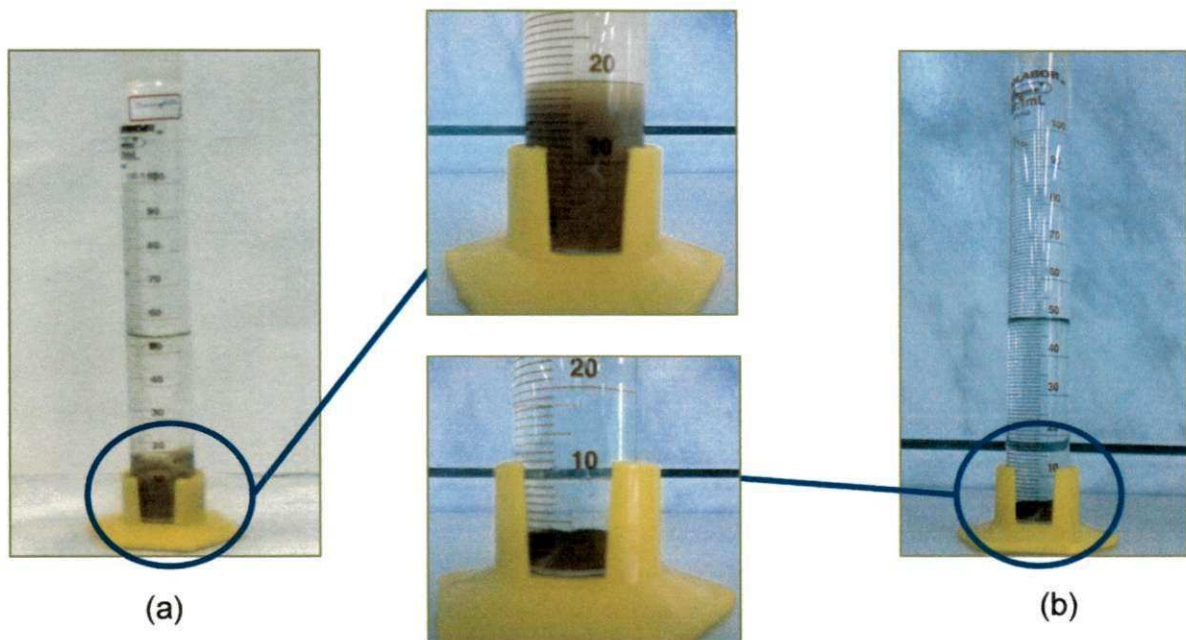


Figura 18: Ensaio de Inchamento de Foster: (a) sem inibidor, (b) para o inibidor sulfato de potássio na concentração de 8g / 350 mL de água.

A partir dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia de Foster para as soluções compostas com os inibidores isoladamente, foi selecionada a concentração que apresentou resultados mais positivos para preparação dos fluidos de perfuração. A concentração escolhida foi de 16g de

inibidor/ 350mL de água, já que a partir desta concentração todos os inibidores estudados apresentaram inchamento nulo.

4.2 Avaliação do comportamento reológico: curvas de fluxo

Nas Figuras de 19 a 22 estão apresentadas as curvas de fluxo dos fluidos de perfuração inibidos preparados com as formulações mostradas nas Tabelas de 13 a 16.

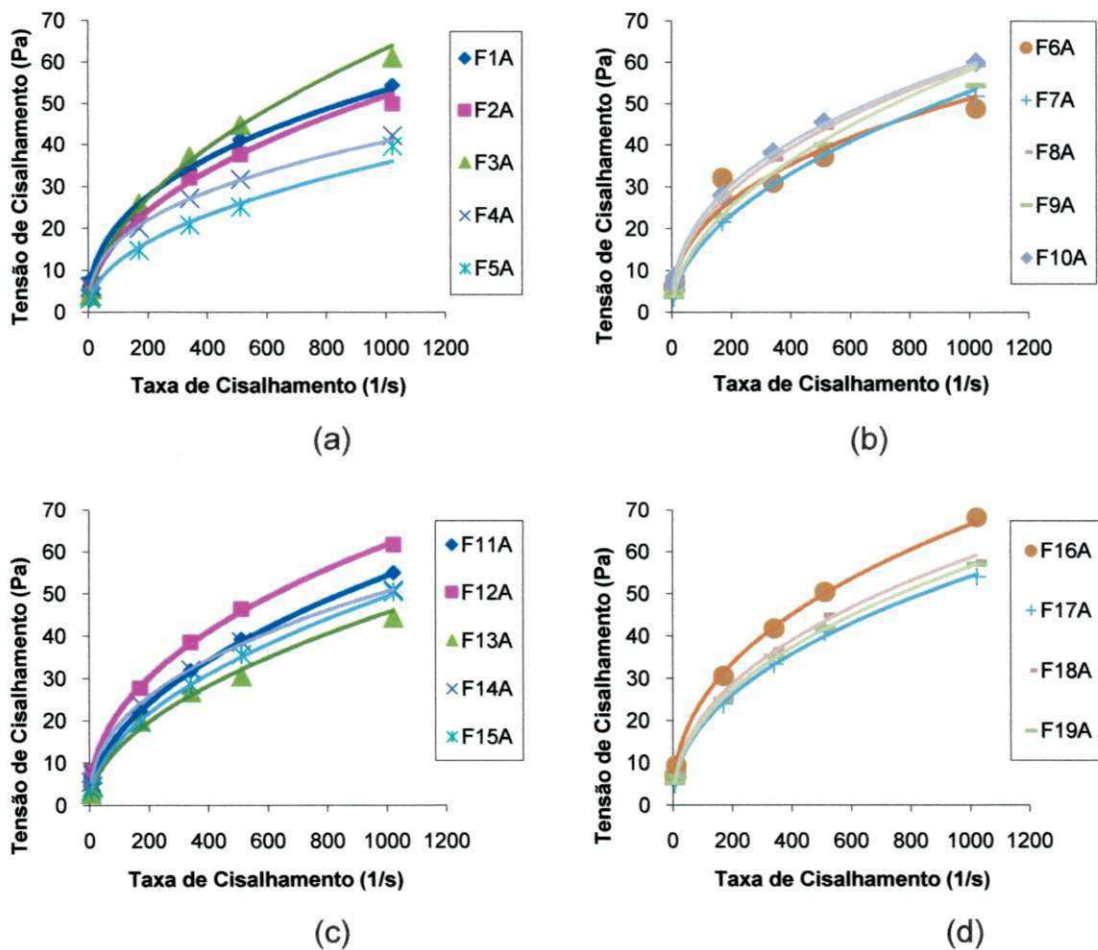
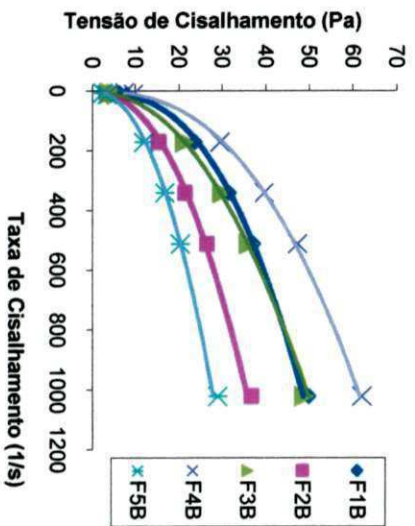
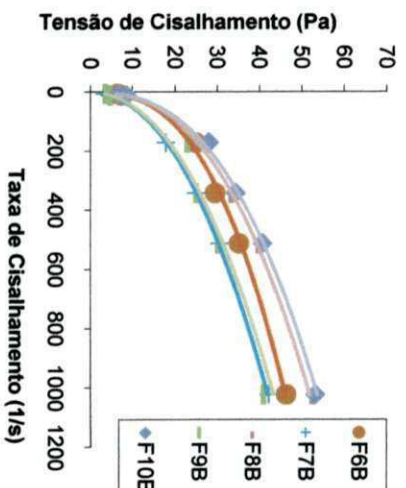


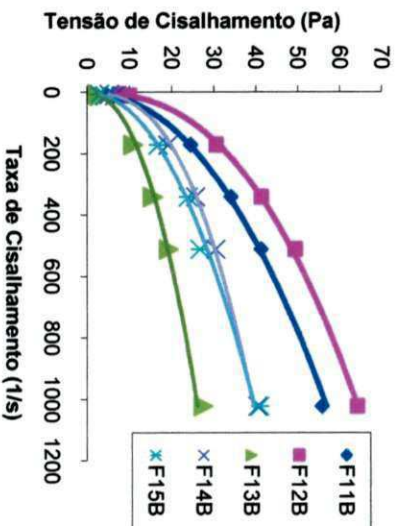
Figura 19: Curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio: (a) Fluidos F1A, F2A, F3A, F4A e F5A; (b) F6A, F7A, F8A, F9A e F10A; (c) F11A, F12A, F13A, F14A e F15A e (d) F16A, F17A, F18A e F19A.



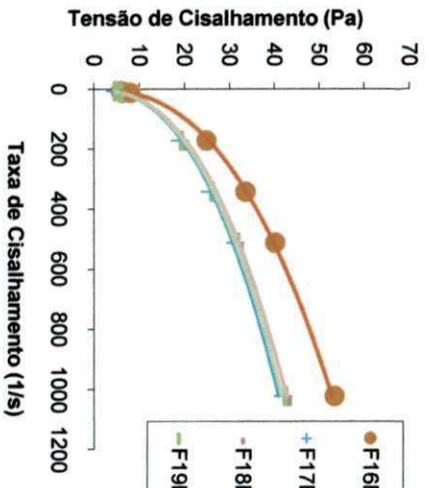
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 20: Curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio: (a) Fluidos F1B, F2B, F3B, F4B e F5B; (b) F6B, F7B, F8B, F9B e F10B; (c) F11B, F12B, F13B, F14B e F15B e (d) F16B, F17B, F18B e F19B.

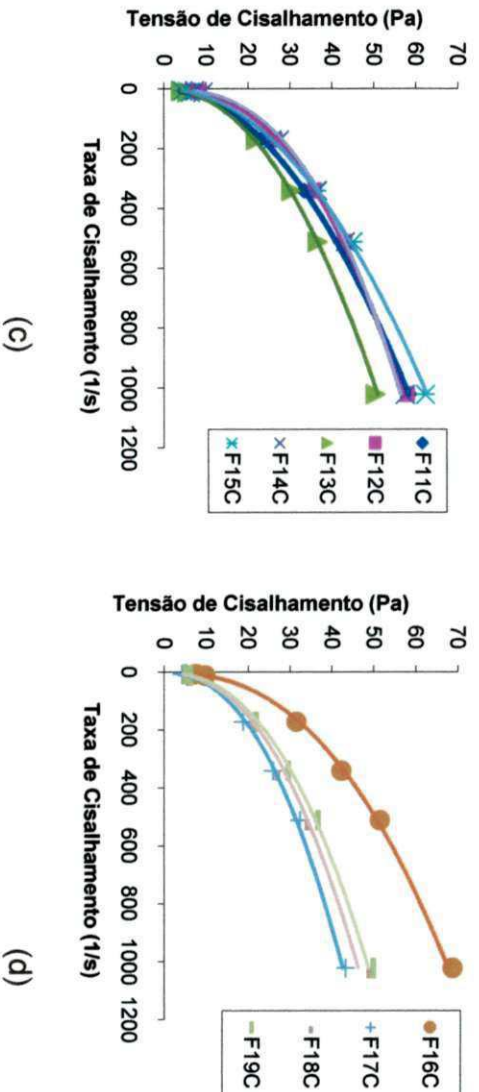
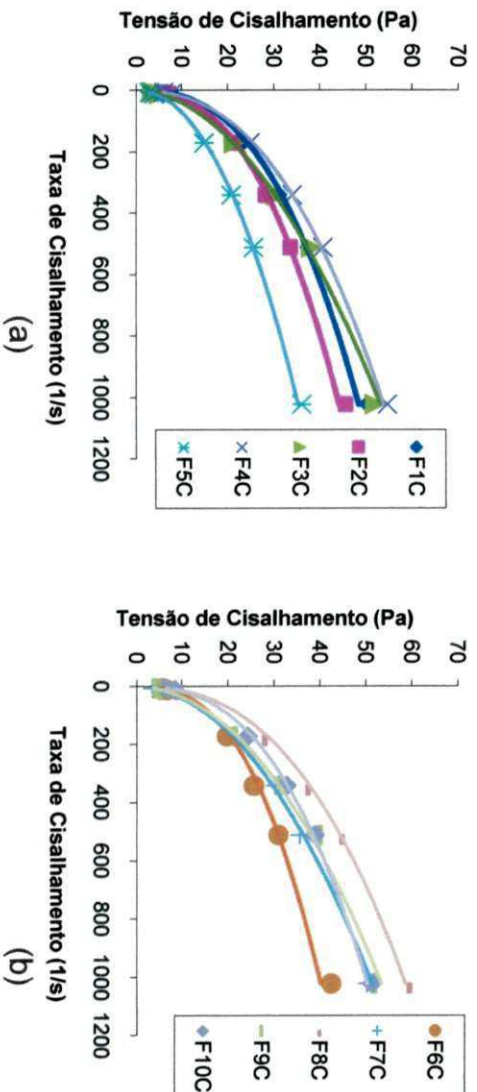


Figura 21: Curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio: (a) Fluidos F1C, F2C, F3C, F4C e F5C; (b) F6C, F7C, F8C, F9C e F10C; (c) F11C, F12C, F13C, F14C e F15C e (d) F16C, F17C, F18C e F19C.

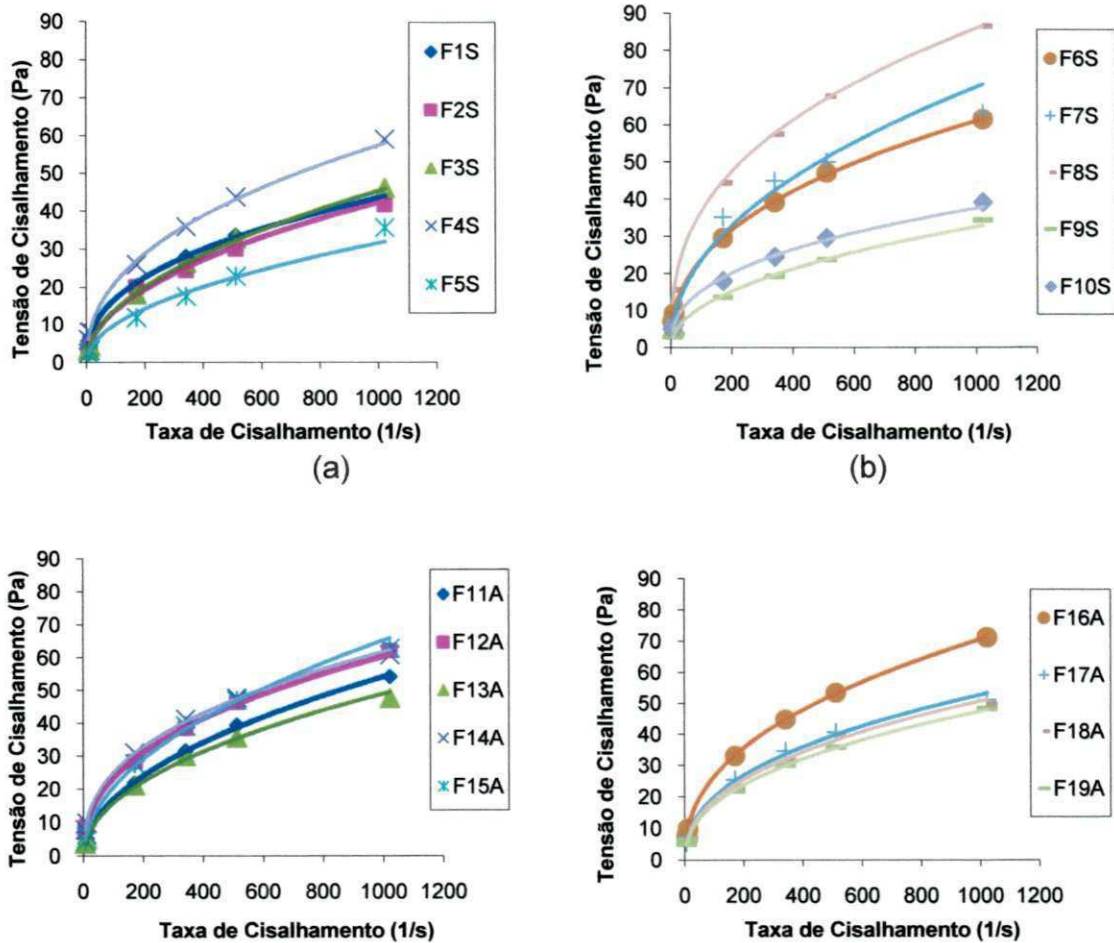


Figura 22: Curvas de fluxo dos fluidos preparados sem inibidor: (a) Fluidos F1S, F2S, F3S, F4S e F5S; (b) F6S, F7S, F8S, F9S e F10S; (c) F11S, F12S, F13S, F14S e F15S e (d) F16S, F17S, F18S e F19S.

Por meio das curvas de fluxo, foi observado que todos os fluidos apresentaram comportamento pseudoplástico. Este tipo de comportamento pode ser causado por diversos fatores, dentre os quais: as características físicas das partículas, como sua área superficial, formato e dimensões; o tipo de interação entre as partículas (atração ou repulsão); e a concentração, massa molar de moléculas de dispersantes presentes no meio líquido. A presença de aglomerados relativamente fracos na suspensão, originados pela atuação de forças de interação atrativas entre partículas, pode ser considerada a principal causa do fenômeno de pseudoplasticidade (PANDOLFELLI, 2000).

A variação das concentrações dos aditivos e a presença dos inibidores nas formulações estudadas, não apresentaram influências no comportamento reológico dos fluidos. Como já mencionado, todos os fluidos apresentaram comportamento de fluidos pseudoplásticos.

As equações das curvas, os coeficientes de determinação (R^2), os índices de comportamento de fluxo (n) e os índices de consistência do fluido (K) dos fluidos desenvolvidos estão apresentados nas Tabelas 13, 14, 15 e 16.

Tabela 13: Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.

Fluidos	Equação	R^2	n	K
F1A	$y=1,8852x^{0,4735}$	0,9986	0,4735	1,8852
F2A	$Y=3,0929x^{0,4068}$	0,9995	0,4068	3,0929
F3A	$y=1,6411x^{0,5218}$	0,9992	0,5218	1,6411
F4A	$y=2,3747x^{0,4103}$	0,9999	0,4103	2,3747
F5A	$y=1,3346x^{0,4695}$	0,9942	0,4695	1,3346
F6A	$y=3,9444x^{0,3986}$	0,9988	0,3986	3,9444
F7A	$y=1,4881x^{0,5104}$	0,9998	0,5104	1,4881
F8A	$y=2,6822x^{0,4413}$	0,9997	0,4413	2,6822
F9A	$y=1,5749x^{0,5155}$	0,9960	0,5155	1,5749
F10A	$y=3,2750x^{0,4141}$	0,9995	0,4141	3,2750
F11A	$y=1,6171x^{0,5018}$	0,9986	0,5018	1,6171
F12A	$y=2,7521x^{0,4442}$	0,9999	0,4442	2,7521
F13A	$y=1,2052x^{0,5189}$	0,9975	0,5189	1,2052
F14A	$y=2,7055x^{0,4184}$	0,9999	0,4184	2,7055
F15A	$y=1,4143x^{0,5075}$	0,9990	0,5075	1,4143
F16A	$y=3,3834x^{0,4257}$	0,9997	0,4257	3,3834
F17A	$y=2,2562x^{0,4560}$	0,9995	0,4560	2,2562
F18A	$y=2,6124x^{0,4450}$	0,9996	0,4450	2,6124
F19A	$y=2,3795x^{0,4526}$	0,9995	0,4526	2,3795

Tabela 14: Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.

Fluidos	Equação	R ²	n	K
F1B	$y=1,14698x^{0,4546}$	0,9993	0,4546	1,14698
F2B	$y=3,2195x^{0,3868}$	0,9995	0,3868	3,2195
F3B	$y=1,8012x^{0,4728}$	0,9999	0,4728	1,8012
F4B	$y=3,7650x^{0,3982}$	0,9996	0,3982	3,7650
F5B	$y=1,1714x^{0,4520}$	0,9993	0,4520	1,1714
F6B	$y=3,3063x^{0,3753}$	0,9965	0,3753	3,3063
F7B	$y=1,51221x^{0,4726}$	0,9994	0,4726	1,51221
F8B	$y=3,1433x^{0,3993}$	0,9996	0,3993	3,1433
F9B	$y=1,6236x^{0,4681}$	0,9908	0,4681	1,6236
F10B	$y=3,5103x^{0,3858}$	0,9997	0,3858	3,5103
F11B	$y=2,0285x^{0,4748}$	0,9999	0,4748	2,0285
F12B	$y=3,7708x^{0,4039}$	0,9998	0,4039	3,7708
F13B	$y=1,0841x^{0,4533}$	0,9969	0,4533	1,0841
F14B	$y=2,6792x^{0,3831}$	0,9989	0,3831	2,6792
F15B	$y=1,3364x^{0,4832}$	0,9990	0,4832	1,3364
F16B	$y=1,0239x^{0,4077}$	0,9998	0,4077	1,0239
F17B	$y=2,2601x^{0,4132}$	0,9985	0,4132	2,2601
F18B	$y=2,3498x^{0,4134}$	0,9997	0,4134	2,3498
F19B	$y=2,3085x^{0,4123}$	0,9993	0,4123	2,3085

Tabela 15: Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.

Fluidos	Equação	R ²	n	K
F1C	$y=2,7825x^{0,3937}$	0,9986	0,3937	2,7825
F2C	$y=3,3102x^{0,3821}$	0,9986	0,3821	3,3102
F3C	$y=2,5005x^{0,4257}$	0,9958	0,4257	2,5005
F4C	$y=2,9354x^{0,4146}$	0,9996	0,4146	2,9354
F5C	$y=1,3399x^{0,4662}$	0,9996	0,4662	1,3399
F6C	$y=2,9066x^{0,3742}$	0,9968	0,3742	2,9066
F7C	$y=1,5676x^{0,4973}$	0,9993	0,4973	1,5676
F8C	$y=3,5156x^{0,4010}$	0,9997	0,4010	3,5156
F9C	$y=1,6910x^{0,4919}$	0,9989	0,4919	1,6910
F10C	$y=3,3974x^{0,3842}$	0,9995	0,3842	3,3974
F11C	$y=1,6723x^{0,5060}$	0,9997	0,5060	1,6723
F12C	$y=3,1762x^{0,4109}$	0,9994	0,4109	3,1762
F13C	$y=1,7842x^{0,4775}$	0,9999	0,4775	1,7842
F14C	$y=3,7313x^{0,3869}$	0,9996	0,3869	3,7313
F15C	$y=1,9395x^{0,4952}$	0,9999	0,4952	1,9395
F16C	$y=3,6797x^{0,4148}$	0,9997	0,4148	3,6797
F17C	$y=1,9855x^{0,4369}$	0,9993	0,4369	1,9855
F18C	$y=2,4910x^{0,4144}$	0,9951	0,4144	2,4910
F19C	$y=2,3129x^{0,4341}$	0,9989	0,4341	2,3129

Tabela 16: Parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos preparados sem inibidor.

Fluidos	Equação	R ²	n	K
F1S	$y=1,4605x^{0,4812}$	0,9975	0,4812	1,4605
F2S	$y=2,5662x^{0,4043}$	0,9988	0,4043	2,5662
F3S	$y=1,3342x^{0,5037}$	0,9993	0,5037	1,3342
F4S	$y=2,9005x^{0,4146}$	0,9995	0,4266	2,9005
F5S	$y=1,0334x^{0,4266}$	0,9946	0,4885	1,0334
F6S	$y=3,5220x^{0,4079}$	0,9999	0,4079	3,5220
F7S	$y=2,5426x^{0,4777}$	0,9942	0,4777	2,5426
F8S	$y=6,4473x^{0,3705}$	0,9999	0,3705	3,4473
F9S	$y=1,2314x^{0,4682}$	0,9993	0,4682	1,2314
F10S	$y=2,5488x^{0,3845}$	0,9985	0,3845	2,5488
F11S	$y=1,5923x^{0,5040}$	0,9999	0,5040	1,5923
F12S	$y=3,3923x^{0,4113}$	0,9991	0,4113	3,3923
F13S	$y=1,6259x^{0,4868}$	0,9992	0,4868	1,6259
F14S	$y=3,9493x^{0,3930}$	0,9994	0,3930	3,9493
F15S	$y=1,9395x^{0,500}$	0,9993	0,5000	1,9395
F16S	$y=3,6210x^{0,4245}$	0,9999	0,4245	3,6210
F17S	$y=2,8362x^{0,4180}$	0,9992	0,4180	2,8362
F18S	$y=2,5457x^{0,4278}$	0,9999	0,4278	2,5457
F19S	$y=2,3971x^{0,4268}$	0,9998	0,4268	2,3971

O coeficiente de determinação (R²) de todos os fluidos foi da ordem de 0,99, valor muito próximo de 1, o que representa uma ótima correlação dos dados experimentais com o modelo matemático proposto (modelo da potência).

Os fluidos pseudoplásticos correspondem ao caso em que n, na função potência, assume valores menores do que 1 e maiores do que 0. O índice do comportamento de fluxo (n) variou de 0,3705 para o fluido F8S a 0,5218 para o fluido F3B. Esse índice indica o quanto o comportamento de fluxo do fluido se

afasta do comportamento newtoniano; fluidos com valores próximos da unidade apresentam comportamento próximo de um fluido newtoniano.

O índice de consistência do fluido (K) variou de 1,0239 para o fluido F16B a 3,9444 para o fluido F6A. Este índice, por sua vez, indica o grau de resistência do fluido ao escoamento.

4.3 Avaliação das propriedades reológicas, lubricidade e de filtração dos fluidos de perfuração estudados

4.3.1 Fluidos de perfuração inibidos com sulfato de potássio

As propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE)), de lubricidade (coeficiente de lubricidade (CL)) e de filtração (volume do filtrado (VF)), obtidas para os fluidos inibidos com sulfato de potássio estão apresentadas nas Figuras de 23 a 27. As linhas em destaque presentes nas Figuras citadas representam a faixa dos valores de cada uma das propriedades analisadas para o fluido denominado fluido padrão (FP).

Observa-se que as composições referentes ao fluido padrão (FP) apresentaram grande variação nas propriedades reológicas. Esse comportamento se deve, provavelmente, à variação das concentrações dos aditivos nas formulações estudadas, já que para o preparo do FP foram utilizadas as composições constantes na Tabela 11.

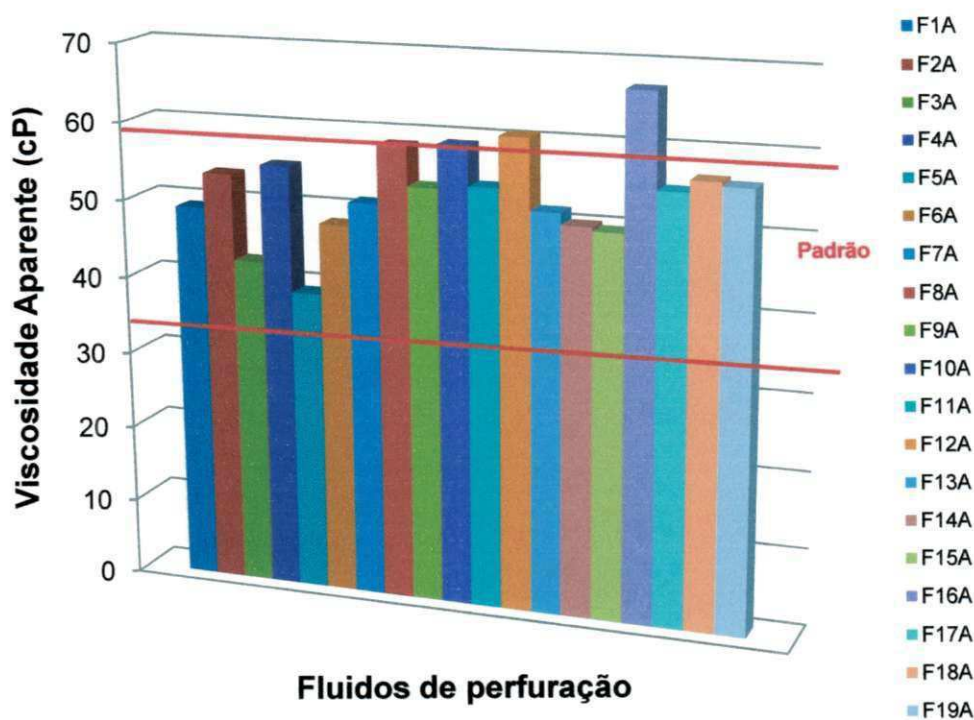


Figura 23: Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.

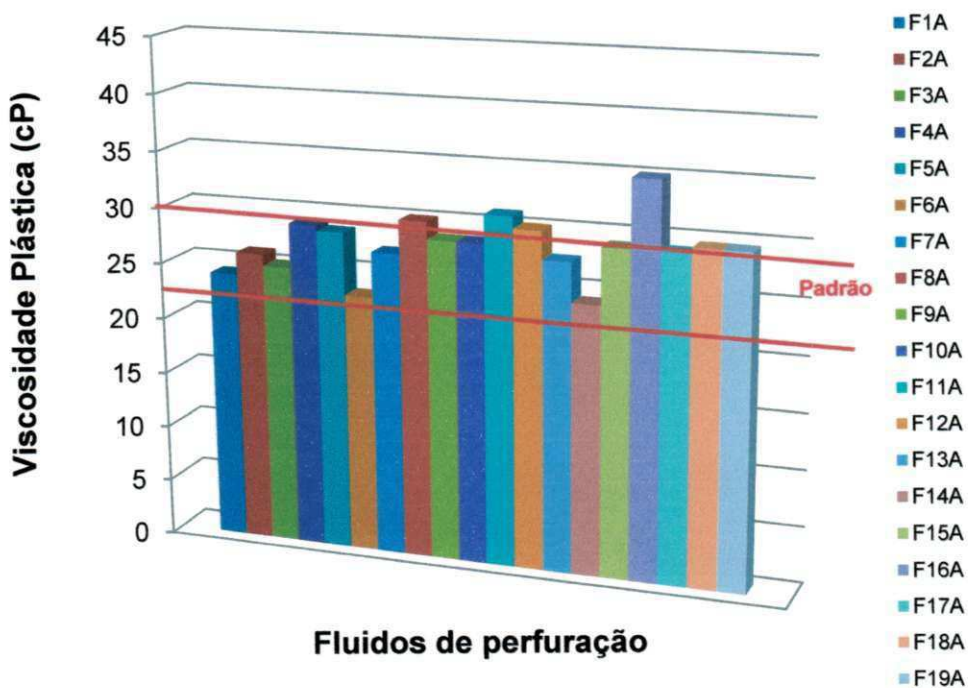


Figura 24: Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.

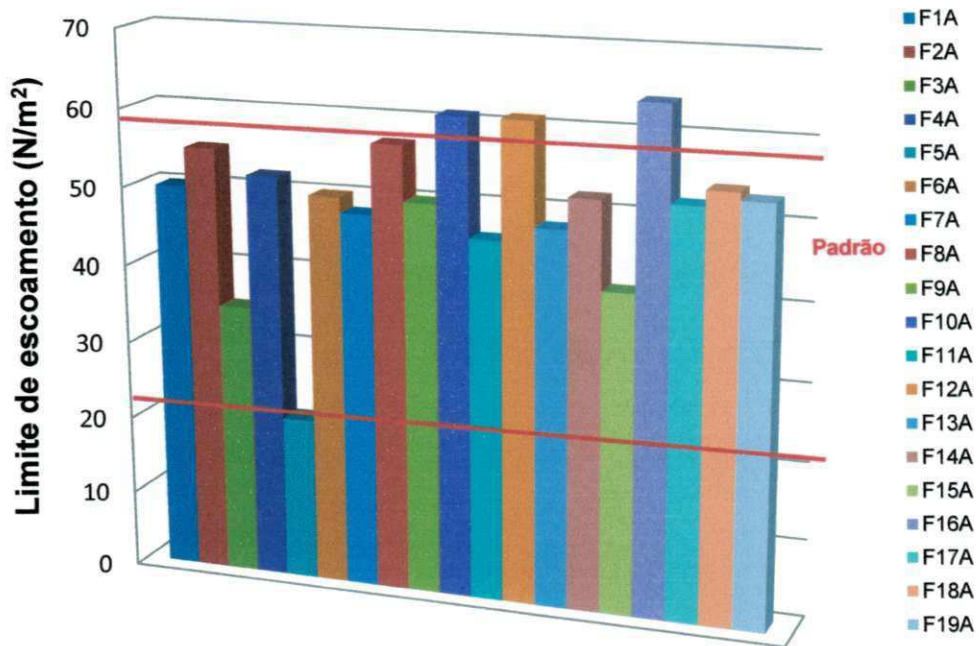


Figura 25: Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.

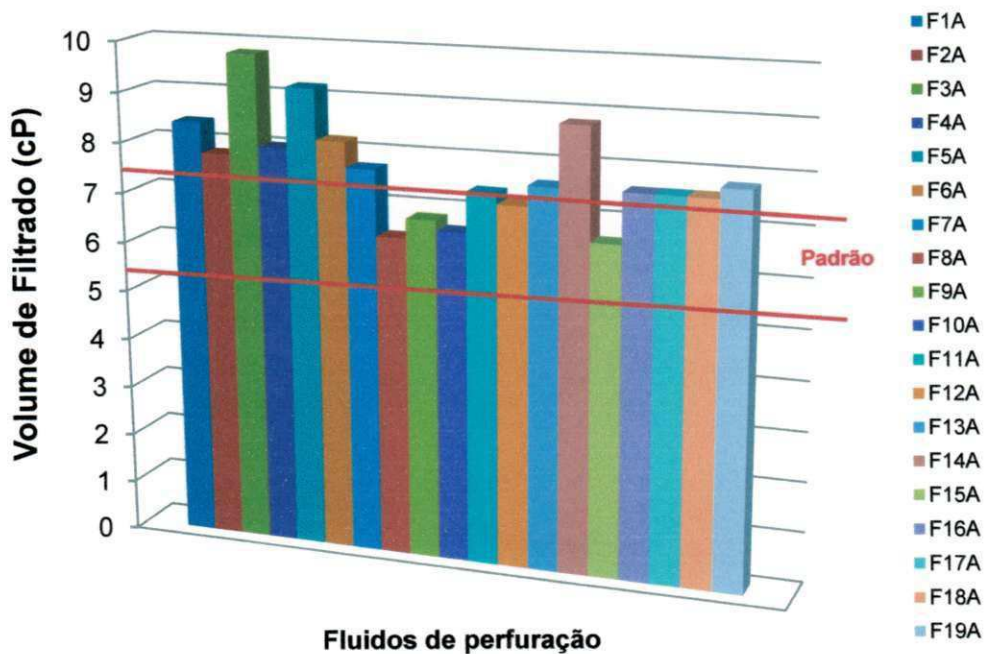


Figura 26: Volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.

Foram observadas significativas variações nos valores das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos. O fluido F16A possui em sua composição os maiores teores para todos os aditivos avaliados (viscosificante, redutor de filtrado, lubrificante e selante) e apresentou os maiores valores em relação as propriedades reológicas (VA, VP e LE). Esse resultado pode indicar que o aumento na concentração dos aditivos para os fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio conduz ao aumento dos valores das propriedades reológicas.

Este comportamento em relação às concentrações de aditivos é esperado e decorrente, por exemplo, da ação do viscosificante, que é um aditivo que tem como principal função conferir viscosidade ao fluido, e do redutor de filtrado, composto por um polímero que também pode agir como viscosificante.

Os valores de VA variaram de 39,0cP para o fluido F5A a 67,0cP para o fluido F16A, que apresentam em suas formulações as menores e as maiores concentrações de viscosificante e redutor de filtrado, respectivamente. As propriedades avaliadas VP e LE também seguiram a mesma tendência observada para a VA, ou seja, apresentaram aumento em seus valores com o aumento da concentração do viscosificante e do redutor de filtrado, como pode ser observado para os fluidos 4A, 8A, 12A e 16A que apresentam as maiores concentrações de viscosificante e redutor de filtrado dentre as formulações desenvolvidas.

Em relação aos valores de VF, foi observado que os fluidos F1A, F2A, F3A, F4A, F5A, F6A e F7A apresentaram resultados superiores ao do fluido padrão. Todos estes fluidos apresentam a menor concentração de selante e esse comportamento comprova a efetiva ação deste aditivo na redução das perdas por filtração, uma vez que o mesmo auxilia na formação do reboco, ou seja, o aumento da sua concentração implica numa diminuição do filtrado. Já os fluidos F13A e F14A, também apresentam valores de VF superiores à faixa apresentada pelo padrão. Estes, por sua vez, embora apresentem as maiores

concentrações de selante, possuem baixo teor de redutor de filtrado, o que justifica a obtenção de valores de VF superiores aos do FP.

Pode-se observar que as propriedades apresentadas pela maioria dos fluidos formulados foram condizentes com o padrão, ou seja, que os fluidos preparados com o KCl e Polestar, como inibidores de expansão, apresentaram propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade semelhantes aos fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor. Este comportamento pode indicar que é possível o desenvolvimento de um fluido de perfuração aquoso inibido com sulfato de potássio com propriedades reológicas, de filtração e lubricidade compatíveis com as apresentadas pelos fluidos utilizados comercialmente.

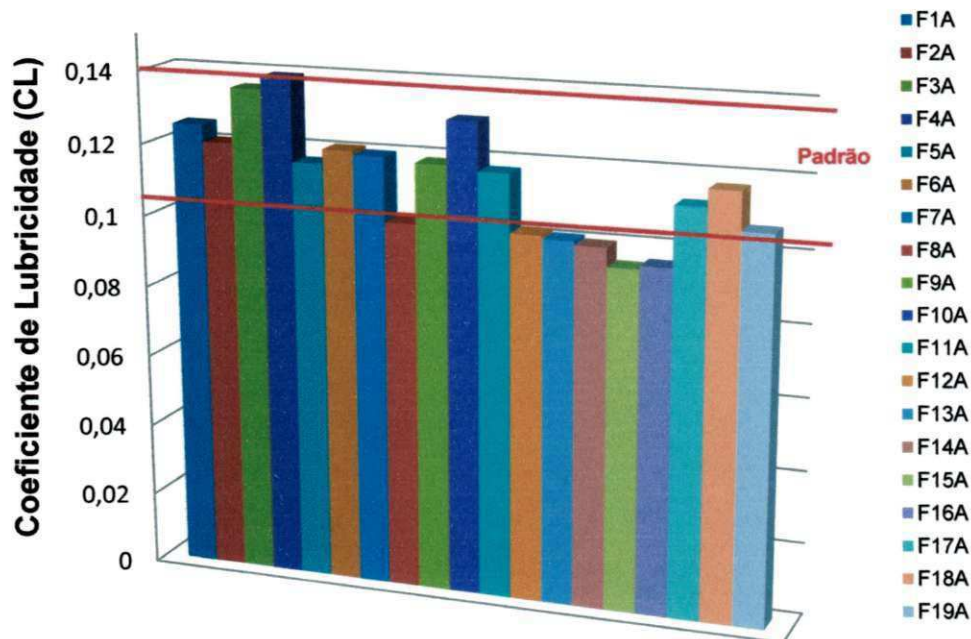


Figura 27: Coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio.

É possível observar que os CL dos fluidos estudados nesta seção variaram entre 0,094 para o fluido F15A (3,0% de lubrificante) e 0,139 para o fluido F4A (1,0% lubrificante). De acordo com esses resultados, pode-se

observar que o CL apresenta pequenas variações com o aumento da concentração do lubrificante utilizado no preparo do fluido de perfuração.

Segundo Darley e Gray (1988) fluidos com lubricidade adequada devem apresentar valores de CL da ordem de 0,1, valor comumente encontrado em fluidos de perfuração base óleo. Deste modo, pode-se constatar que a maioria dos fluidos produzidos apresentou resultados de CL satisfatórios, já que em sua maioria os valores de CL estão dentro da faixa estabelecida pelo padrão ou apresenta valores inferiores a 0,1.

Os fluidos com menor coeficiente de lubricidade foram em geral os que apresentavam maior teor de lubrificante em sua composição. Tal comportamento se deve às características do lubrificante, que é composto de misturas de óleos vegetais, que, por sua vez, são gorduras extraídas de plantas. São ésteres insolúveis em água e que formam gotículas que se dispersam no meio líquido. Essas gotículas são extremamente pequenas, e apresentam o aspecto de que se trata de um produto solúvel, e são responsáveis pela lubricidade dos fluidos.

4.3.1.1 Análise do planejamento experimental aplicado aos fluidos de perfuração inibidos com sulfato de potássio

Realizando-se a análise do planejamento experimental para os fluidos inibidos com sulfato de potássio, constatou-se que a variação de concentração do redutor de filtrado é o efeito de maior importância para as propriedades reológicas (VA e VP) e de filtração (VF), e que os maiores valores de VA e VP e menores valores de VF são atingidos com as maiores concentrações de redutor de filtrado, ou seja, o aumento na concentração do redutor de filtrado interfere de forma estatisticamente significativa nas viscosidades aparente e plástica e no volume de filtrado, ao nível de 95,0% de confiança.

A Tabela 17 apresenta as análises de variância e os modelos matemáticos codificados (equação de regressão) para as propriedades

reológicas (VA, VP e LE), para o volume de filtrado (VF) e para o coeficiente de lubrificidade (CL) dos fluidos de perfuração estudados.

O coeficiente de determinação ou explicação (R^2) quantifica a qualidade do ajustamento, pois fornece uma medida da proporção da variação explicada pela equação de regressão em relação à variação total das respostas, variando de 0 a 100% (RODRIGUES e IEMA, 2010).

O teste F apresenta a razão entre o $F_{\text{calculado}}$ e o F_{tabelado} ; sempre que esta relação for maior que 1, a regressão é estatisticamente significativa, ou seja, há relação entre as variáveis independentes e dependentes (BARROS NETO, *et al*, 2003).

Nos casos estudados, a análise de significância estatística mostrou que os coeficientes de correlação (R) e os coeficientes de variação explicada dos resultados experimentais para VA, VP e VF dos fluidos preparados de acordo com o planejamento apresentado foram satisfatórios, superiores a 0,98 e 97,0%, respectivamente. Deste modo, pode-se dizer que os modelos apresentados na Tabela 17 têm mais de 97,0% das variações obtidas explicadas pelo modelo, para as propriedades acima citadas.

Através da razão entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} , apresentada na Tabela 17, observou-se que os modelos matemáticos obtidos para a VA, VP e VF dos fluidos preparados com o sulfato de potássio para as composições presentes nas Tabelas 3 e 4 são estatisticamente significativos, pois, essa razão foi superior a 1 para todas as propriedades avaliadas. Porém, para nenhuma das propriedades foi obtido um modelo preditivo, uma vez que as razões entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} apresentaram valores inferiores a 5 (RODRIGUES e IEMA, 2010).

Observa-se que as propriedades LE e CL apresentaram coeficientes de correlação de 0,996 e 0,954, respectivamente e os coeficientes de variação explicada de 91,99% e 91,05%, respectivamente. Os modelos matemáticos obtidos para as propriedades citadas não são estatisticamente significativos, pois, as razões entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} foram inferiores a 1.

Com a análise dos modelos matemáticos apresentados na Tabela 17 observa-se que o aumento da concentração do redutor de filtrado influencia as propriedades de VA, VP e VF de modo estatisticamente significativo. Já para as propriedades LE e CL as variáveis independentes que se apresentaram de modo estatisticamente significativas foram o viscosificante e o lubrificante, respectivamente. A partir destas observações foram definidas as variáveis a serem analisadas por meio de superfícies de resposta.

Em todas as equações de regressão obtidas para os modelos, percebe-se a forte influência do viscosificante, do redutor de filtrado e do selante sobre as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos.

Tabela 17: Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF) e do coeficiente de lubrificidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor sulfato de potássio para o planejamento fatorial empregado.

Fonte de variação	Variáveis de resposta				
	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)	CL
Coefficiente de correlação (r)	0,989	0,959	0,996	0,996	0,954
% de variação explicada (R ²)	97,93	97,79	91,99	99,29	91,05
F _{calculado} / F _{tabelado}	1,10	1,10	0,27	3,14	0,24
Modelos matemáticos codificados					
VA (cP) = 52,34* + 2,41*V + 2,91*R - 1,53L + 2,28*S - 0,78VR + 2,66*VL + 2,09*VS + 2,78*RL + 0,22RS - 0,59LS + 1,97VRL + 2,28VRS - 1,16*VLS - 0,16RLS					
VP (cP) = 27,87* + 0,31*V + 1,63*R + 0,125L + 1,31*S + 1,18*VR - 0,31VL - 0,13*VS + 0,63RL + 0,44*RS - 0,44LS + 1,06*VRL - 0,13VRS + 0,75VLS + 0,44RLS					
LE (N/m ²) = 49,44* + 14,12*V + 2,13R + 3,63L + 6,87S + 1,87*VR - 2,13VL - 0,88VS + 7,63RL - 1,88RS - 0,38LS - 2,13VRL - 3,88RS - 1,88VLS - 5,38RLS					
VF (mL) = 7,76* - 0,18*V - 0,17*R + 0,006L - 0,43*S - 0,11VR + 0,17*VL + 0,41*VS - 0,52*RL + 0,044RS + 0,32*LS + 0,044VRL + 0,081VRS + 0,16*VLS + 0,094RLS					
CL = 0,115* + 0,002V - 0,003R - 0,017*L - 0,017*S - 0,005VR - 0,001VL - 0,10VS + 0,003RL + 0,007*RS - 0,002LS - 0,00VRL - 0,00VRS + 0,00VLS + 0,00RLS					
*estatisticamente significativa com 95,0% de confiabilidade.					

A partir da análise das superfícies de respostas, pode-se observar a influência da concentração de cada aditivo sobre as propriedades analisadas.

As Figuras de 28 a 31 apresentam as superfícies de resposta das interações estatisticamente significativas, utilizando-se dos modelos matemáticos codificados apresentados na Tabela 17, para as propriedades VA, VP, LE, VF e CL, respectivamente.

Com base nas informações extraídas a partir do modelo matemático que descreve cada uma das propriedades analisadas, foram construídas para as propriedades VA e VP superfícies de resposta fixando-se as variáveis lubrificante e selante em seus pontos centrais, e variando-se as variáveis viscosificante e redutor de filtrado, já que a variação da concentração destas variáveis interfere de forma estatisticamente significativa nas propriedades citadas.

Já para o LE, a superfície de resposta foi obtida mantendo-se fixas as variáveis redutor de filtrado e lubrificante em seus pontos centrais.

No caso do VF, a superfície de resposta foi construída variando-se os teores de redutor de filtrado e selante. A superfície de resposta para o CL apresenta variação das concentrações dos aditivos lubrificante e selante.

Os valores de viscosidade aparente (VA) e plástica (VP) variaram com a concentração dos aditivos, como pode ser observado nas Figuras 28 (a) e (b), nas quais as maiores concentrações dos aditivos propiciaram a um aumento nos valores de tais propriedades. Esse comportamento em relação às concentrações de aditivos é esperado e decorrente, por exemplo, da ação do viscosificante, que é um aditivo que tem como principal função conferir viscosidade ao fluido, como já foi mencionado.

O aumento no teor de redutor de filtrado promoveu em geral, além da redução no volume de filtrado, aumento significativo nos valores das propriedades reológicas. Esse comportamento pode ser justificado pela composição do redutor de filtrado, que é composto por um polímero à base de celulose, o carboximetilcelulose (CMC) de baixa viscosidade, e, segundo o fabricante, foi produzido com uma celulose de tamanho de cadeia maior que o da celulose tradicionalmente utilizada no preparo destes aditivos. Em maiores concentrações, como a de 3,5g/ 350mL de água, o aditivo passa a agir como viscosificante, justificando os altos valores observados das propriedades reológicas (FARIAS, 2009).

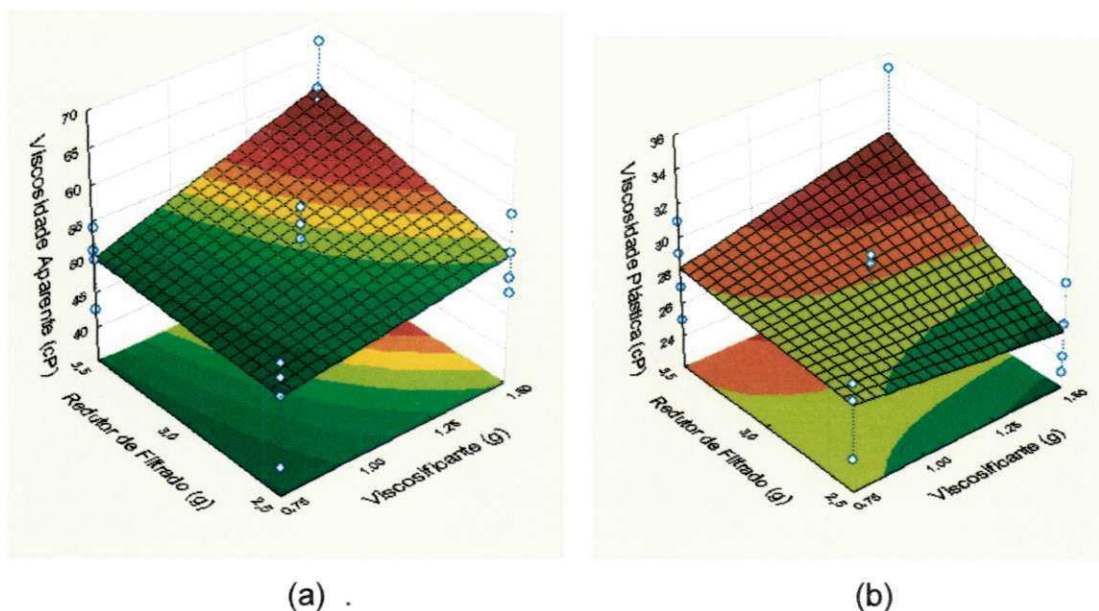


Figura 28: Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0), para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.

A partir da análise da superfície de resposta obtida para o limite de escoamento (Figura 29) observa-se que esta propriedade segue a mesma tendência das demais propriedades reológicas, apresentando um aumento com o respectivo aumento da concentração dos aditivos analisados, no caso o viscosificante e o selante. Tal comportamento é esperado tendo em vista que, o limite de escoamento se trata da força mínima necessária para que um fluido inicie seu escoamento, ou seja, a força necessária para romper as ligações eletrostáticas, e uma maior concentração de aditivos implica em uma maior quantidade de ligações a serem rompidas.

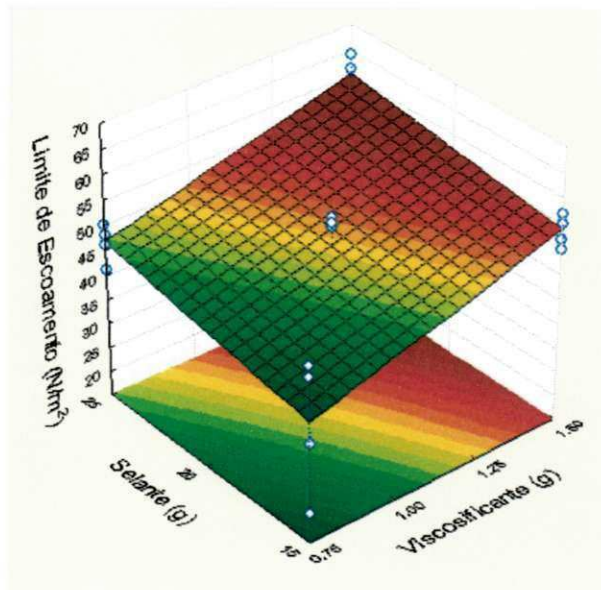


Figura 29: Superfícies de resposta para limite de escoamento, fixando-se o redutor de filtrado em 2,0g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0) para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.

Os valores de VF apresentaram uma pequena redução com o aumento da concentração do selante (calcita). Esse comportamento também está de acordo com o esperado, visto que este aditivo tem como função auxiliar na redução das perdas por filtração. Essa redução pode ser observada a partir do comparativo entre os fluidos F1A e F9A, que apresentaram valores de VF de 8,4 e 6,8mL, respectivamente. Esses fluidos possuem a mesma concentração de viscosificante, de redutor de filtrado e de lubrificante, diferindo apenas na concentração de selante.

A Figura 30 apresenta a superfície de resposta para o volume de filtrado e mostra a interação do redutor de filtrado com o selante. Neste caso, observa-se que o menor valor para o volume de filtrado é obtido quando se utiliza a maior fração mássica de redutor de filtrado e de selante. Esse resultado é esperado, pois o primeiro age diretamente nas perdas por filtração e o segundo promove certa redução das perdas por filtração uma vez que o mesmo auxilia na formação do reboco.

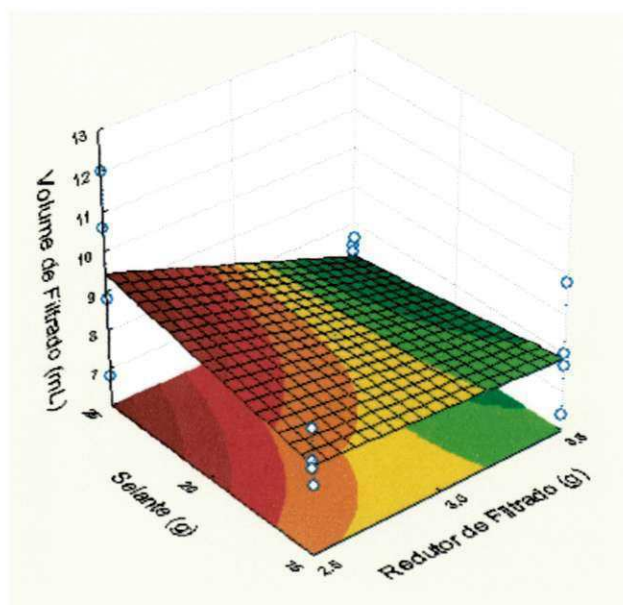


Figura 30: Superfícies de resposta para o volume de filtrado (VF), fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0) para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.

A partir da análise da Figura 31, na qual está representada a superfície de resposta obtida para o coeficiente de lubricidade (CL), observa-se que o aumento do teor do lubrificante promove uma redução do CL, o que comprova a ação deste aditivo na melhoria da lubricidade do fluido. Já o aumento da concentração de selante acarreta em maiores valores de CL.

A característica lubrificante é uma importante propriedade para os fluidos de perfuração, visto que uma boa lubrificação promove uma alta eficiência na perfuração e diminui o desgaste da broca de perfuração. Estudos comprovam que fluidos de alto desempenho base óleo, que são tidos como bons lubrificantes e utilizados em perfurações com trechos de ganho de ângulo, onde a lubricidade apresenta uma maior importância, apresentam coeficientes de lubricidade em torno de 0,110 (VIDAL *et al.*, 2007).

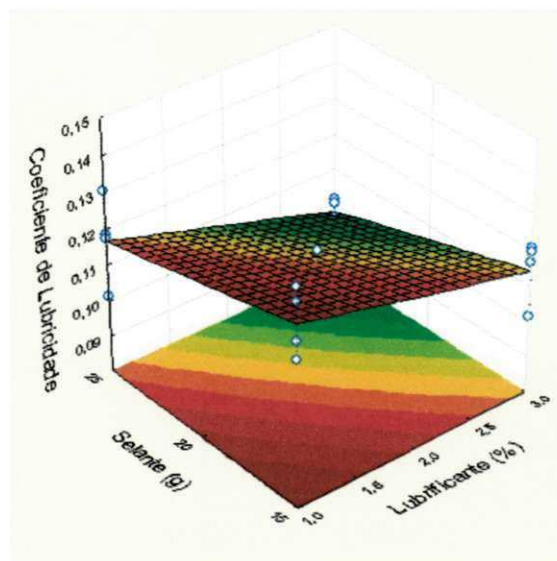


Figura 31: Superfícies de resposta para o coeficiente de lubrificação, fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o redutor de filtrado 3,0g (nível 0) para os fluidos preparados com o sulfato de potássio como inibidor.

Em resumo, as análises das superfícies de resposta evidenciaram que o aumento no teor de aditivos químicos presentes nas formulações dos fluidos apresentou influência estatisticamente significativa sobre VA, VP, LE e VF de fluidos inibidos com sulfato de potássio.

4.3.2 Fluidos de perfuração inibidos com acetato de potássio

As propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE)), de lubrificação (coeficiente de lubrificação (CL)) e de filtração (volume do filtrado (VF)), obtidas para os fluidos inibidos com sulfato de potássio estão apresentadas nas Figuras de 32 a 36. As linhas em destaque presentes nas Figuras citadas representam, como foi dito anteriormente, a faixa dos valores de cada uma das propriedades analisadas para o fluido denominado fluido padrão (FP).

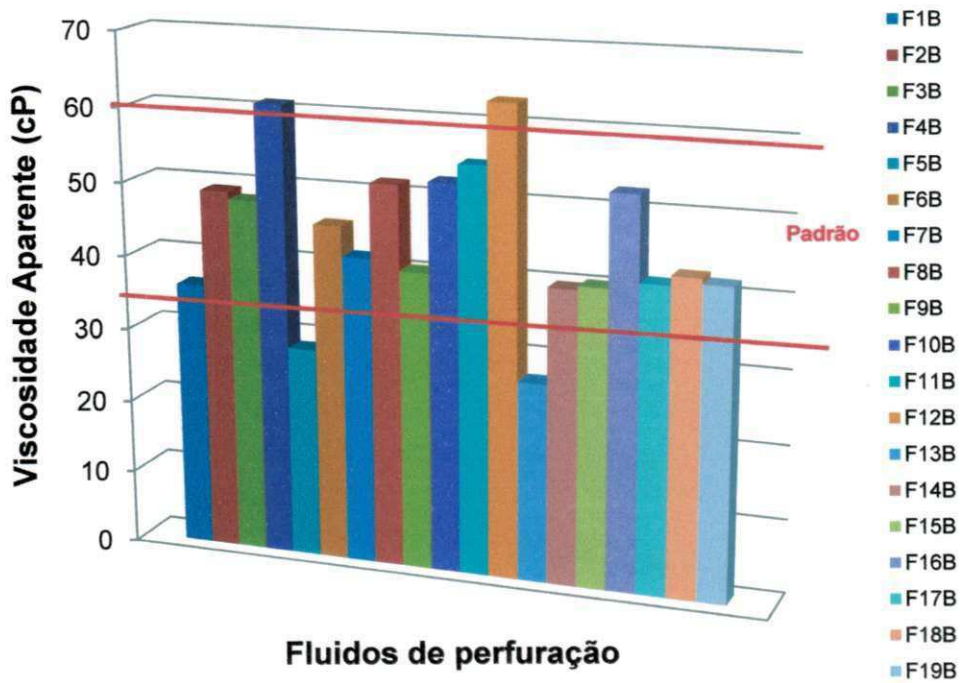


Figura 32: Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.

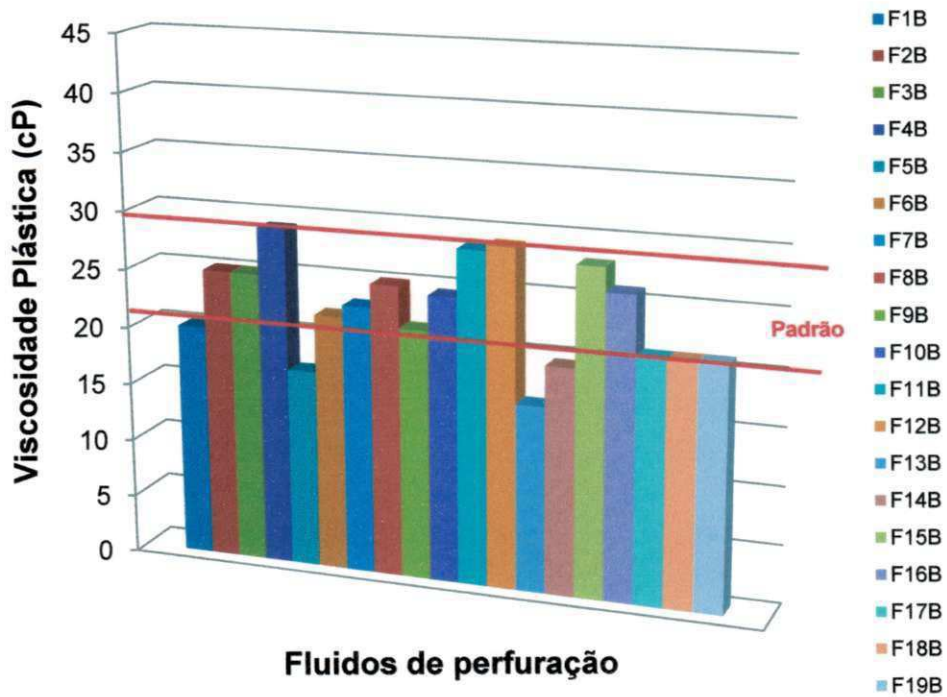


Figura 33: Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.

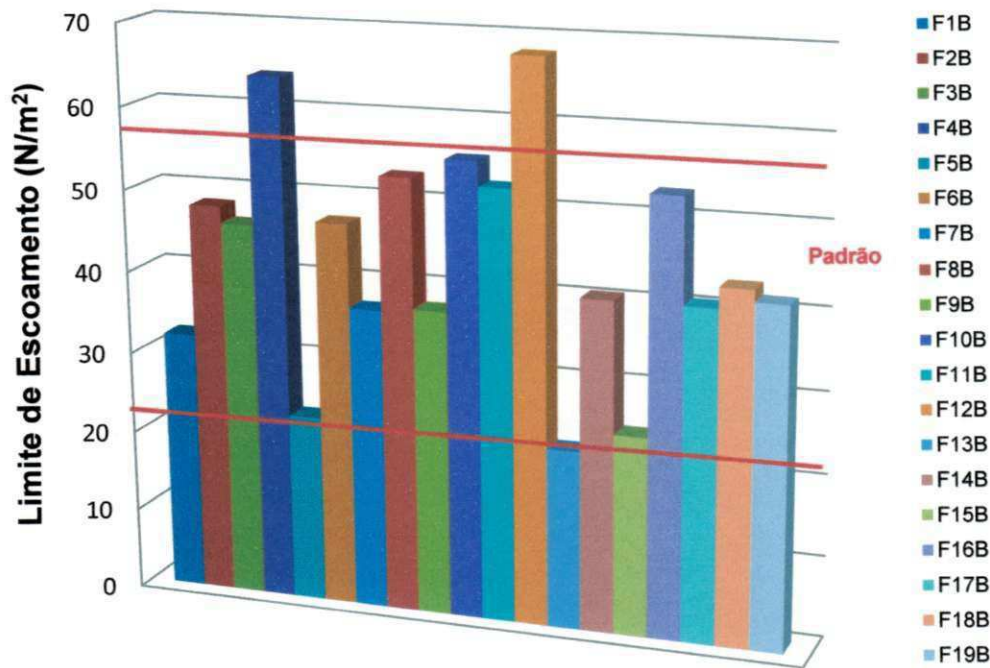


Figura 34: Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.

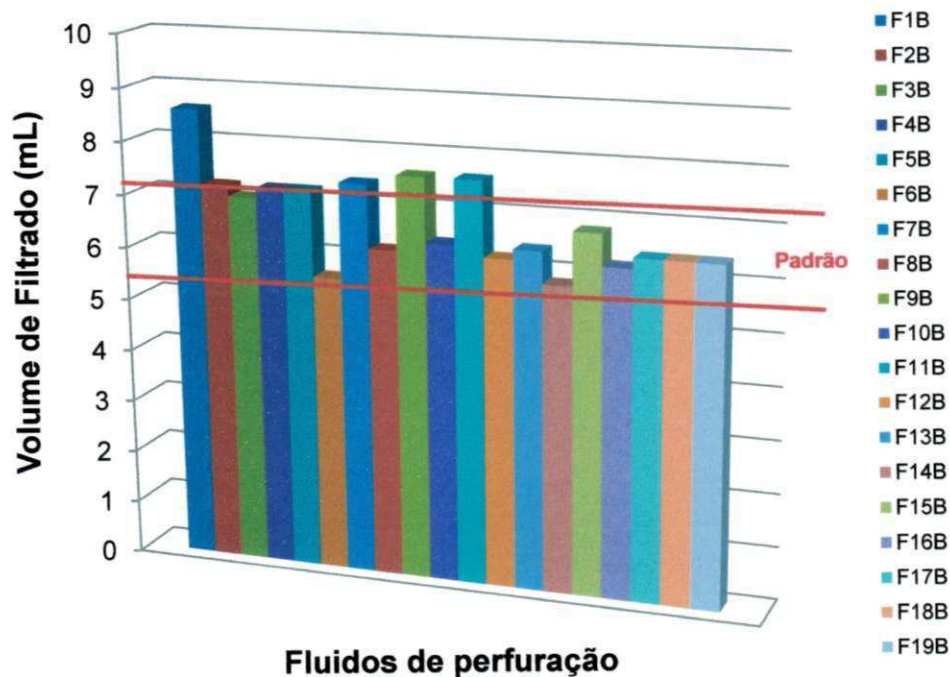


Figura 35: Volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.

Pode-se observar que os fluidos F2B, F3B, F6B, F8B, F10B, F15B, F16B, F17B e F18B apresentaram propriedades condizentes com o padrão, ou seja, apresentaram propriedades reológicas e de filtração de acordo com as faixas estabelecidas pelo FP.

Observou-se que com o aumento do teor de redutor de filtrado há uma redução no volume de filtrado, e um aumento significativo nos valores das propriedades reológicas.

Os valores de VA para os fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio, variaram de 27,0cP para o fluido F13B a 63,0cP para o fluido F12B, esses fluidos apresentam em suas formulações as menores e as maiores concentrações de viscosificante e redutor de filtrado, respectivamente. Os valores de VP e LE também seguiram esse mesmo comportamento, apresentando um aumento nas propriedades avaliadas com o aumento da concentração do viscosificante e do redutor de filtrado.

Os valores de VP para estes fluidos variaram desde 19,5cP para o fluido 14B a 29,0cP para os fluidos F4B e F12B. Em relação ao LE, a variação ocorrida foi de 22,0cP para o fluido F13B a 68,0cP para o fluido F12B. A obtenção de menores valores de propriedades reológicas para os fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio em relação aos fluidos inibidos com sulfato de potássio pode indicar que a natureza deste aditivo promove alterações nas propriedades reológicas do fluido, diminuindo em geral os valores destas propriedades.

Para o volume de filtrado, observou-se que os fluidos inibidos com acetato de potássio obtiveram baixos valores de VF, o que pode ser explicado pela natureza do inibidor que promove um leve aumento do valor do pH do fluido, que produz uma maior retenção da água e isso resulta em valores menores de filtrado. Esse comportamento será abordado com maior profundidade no decorrer do trabalho.

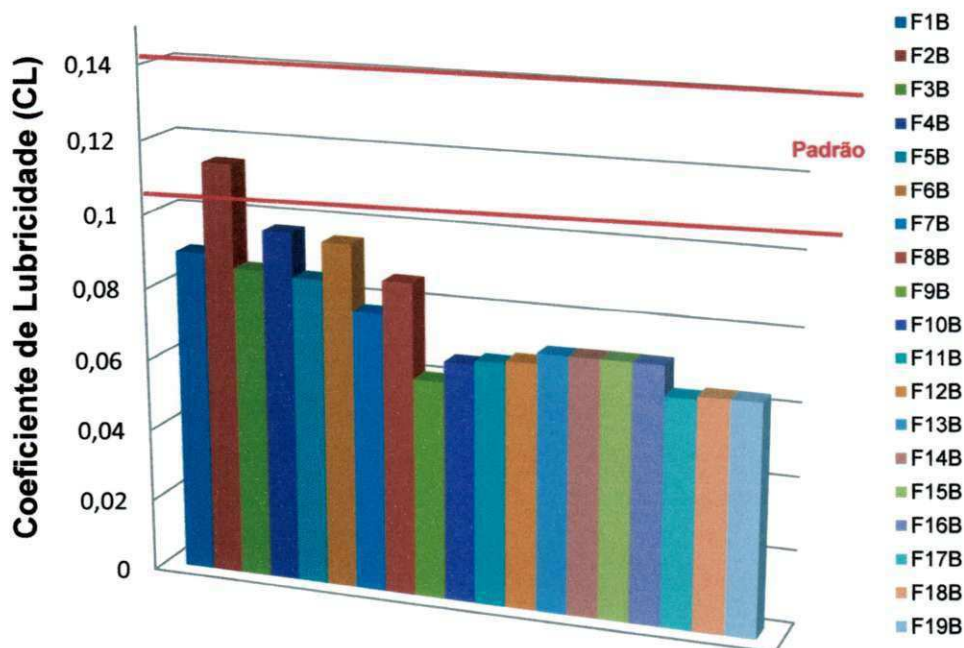


Figura 36: Coeficiente de lubrificidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio.

Analisando-se a Figura 36 observa-se que os CL dos fluidos estudados variaram entre 0,060 para o fluido F9B (1,0% de lubrificante) e 0,114 para o fluido F2B (1,0% lubrificante). De acordo com esses resultados, pode-se observar que o teor de lubrificante não promoveu alterações relevantes no CL, e que a variação observada provavelmente decorre da interação do inibidor com as diferentes concentrações dos demais aditivos presentes nos fluidos citados.

Observa-se que apenas o fluido F2B apresenta CL de acordo com a faixa estabelecida pelo padrão, assim como a maioria apresentou valores de CL inferiores ao estabelecido pelo FP, o que se apresenta como fato positivo, visto que fluidos com lubrificidade adequada devem apresentar valores em torno de 0,1. A partir do exposto, pode-se indicar que os fluidos desenvolvidos com o inibidor acetato de potássio apresentam excelentes resultados em relação a propriedade de lubrificidade.

Observou-se que a variação do teor de lubrificante para os fluidos analisados nesta seção promoveu alterações pouco significativas para os valores de lubricidade dos fluidos. Segundo estudo realizado por Farias (2009) a quantidade necessária para agir como lubrificante encontra-se em um máximo; no caso deste estudo, esse máximo foi de 1,0 %, e a partir desta concentração podem ter início outras interações no fluido que mantém constantes a atuação do aditivo na formação de um duplo filme, justificando assim as pequenas alterações observadas para os valores de coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos tratados com 2,0 e 3,0 % de lubrificante.

4.3.2.1 Análise do planejamento experimental aplicados aos fluidos de perfuração inibidos com acetato de potássio

Realizando-se a análise do planejamento experimental, e dos diagramas dele extraídos para os fluidos preparados com acetato de potássio, constatou-se que as variáveis viscosificante e redutor de filtrado são estatisticamente significativas para todas as propriedades apresentadas na Tabela 18, ao nível de 95,0% de confiança.

A Tabela 18 apresenta as análises de variância e os modelos matemáticos codificados para as propriedades reológicas (VA, VP e LE), para o volume de filtrado (VF) e o coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos de perfuração estudados com o inibidor acetato de potássio.

Pela análise da ANOVA apresentada na Tabela 18, observa-se que a porcentagem de variação explicada para os fluidos preparados com acetato de potássio como inibidor é de 99,55%, 99,97%, 98,81%, 98,73% e 99,86 % para as respostas VA, VP, LE, VF e CL, respectivamente.

A partir da análise da Tabela 18, observou-se que os modelos matemáticos obtidos para todas as variáveis de resposta analisadas dos fluidos preparados com o acetato de potássio são estatisticamente significativos, pois, a razão entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} , foi superior a 1. Além disso, para as propriedades reológicas, VA e VP, assim como para o CL foram

obtidos modelos preditivos, uma vez que as razões entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} apresentaram valores superiores a 5.

Tabela 18: Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF) e do coeficiente de lubrificação (CL) dos fluidos preparados com o inibidor acetato de potássio para o planejamento fatorial empregado.

Fonte de variação	Variáveis de resposta				
	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)	CL
Coeficiente de correlação (r)	0,997	0,999	0,994	0,994	0,999
% de variação explicada (R ²)	99,55	99,97	98,81	98,73	99,86
$F_{\text{calculado}}/ F_{\text{tabelado}}$	5,11	99,69	1,91	1,80	17,70

Modelos matemáticos codificados
$VA (cP) = 45,67* + 12,28*V + 11,78*R - 9,72*L + 1,09S - 1,41VR + 0,72*VL - 0,97*VS - 0,53*RL + 1,03RS - 2,96*LS - 0,47VRL + 0,34VRS + 0,47*VLS + 0,72RLS$
$VP (cP) = 23,69* + 1,31*V + 3,00*R - 1,63*L + 10,44*S - 0,75*VR - 0,25*VL - 0,69*VS + 0,44*RL + 0,75*RS - 0,125*LS - 0,31*VRL - 0,25VRS + 0,00VLS + 0,44RLS$
$LE = 43,97* + 19,31*V + 11,56*R - 12,93*L + 0,44S + 0,19VR + 2,44VL + 0,81*VS - 2,81RL - 0,94RS - 5,44LS + 0,31VRL + 1,69VRS + 0,94VLS - 0,31RLS$
$VF (mL) = 6,84* - 0,98*V - 0,025*R - 0,775*L - 0,43*S + 0,23VR - 0,025*VL + 0,025VS + 0,43*RL + 0,175RS + 0,125LS - 0,125VRL - 0,275VRS + 0,375*VLS - 0,175RLS$
$CL = 0,079* + 0,007*V - 0,003*R - 0,0025*L - 0,023*S - 0,002*VR - 0,003*VL - 0,006*VS - 0,0006RL + 0,006*RS + 0,008*LS + 0,002*VRL - 0,0012VRS + 0,0012VLS - 0,0015RLS$

*estatisticamente significativa com 95,0% de confiabilidade.

Observou-se a influência das variáveis independentes dos fluidos de perfuração inibidos com acetato de potássio, sobre as propriedades reológicas,

de lubricidade e de filtração por meio da análise das superfícies de respostas obtidas para cada um desses parâmetros.

Nas Figuras de 37 a 40 pode-se observar as superfícies de resposta das combinações entre variáveis estatisticamente significativas, utilizando-se dos modelos matemáticos codificados apresentados na Tabela 18, para as propriedades VA, VP, LE, VF e CL, respectivamente.

As superfícies de resposta para todas as propriedades (VA, VP, LE, VF e CL) foram construídas mantendo-se fixas no ponto central os valores das variáveis lubrificante e selante. Deste modo, a partir da Figura 37 pode-se analisar a influência da variação dos teores dos aditivos viscosificante e redutor de filtrado para as propriedades acima mencionadas. A escolha do estudo da influência destes aditivos sobre as propriedades anteriormente citadas foi estabelecida por estas se tratarem de variáveis estatisticamente significativas tanto para as propriedades reológicas e de filtração como para a lubricidade dos fluidos preparados com acetato de potássio.

As propriedades reológicas (VA, VP e LE) apresentaram significativa variação com a mudança da concentração dos aditivos, como pode ser observado nas Figuras 37 (a) e (b) e na Figura 38, nas quais as maiores concentrações dos aditivos propiciaram um aumento nos valores de tais propriedades. Como já discutido, este comportamento se deve a efetiva atuação dos aditivos em suas respectivas funções.

Para os fluidos preparados com acetato de potássio, o aumento no teor de redutor de filtrado basicamente não promoveu alteração na resposta em relação ao volume de filtrado, contudo constatou-se que o aumento da concentração da variável viscosificante conduziu a uma diminuição no valor de VF, ou seja, confirma a tendência geral na qual o aumento da concentração de aditivos promove uma redução do VF (o que se confirma por meio dos sinais negativos nas variáveis independentes no modelo descrito para esta propriedade constante na Tabela 18).

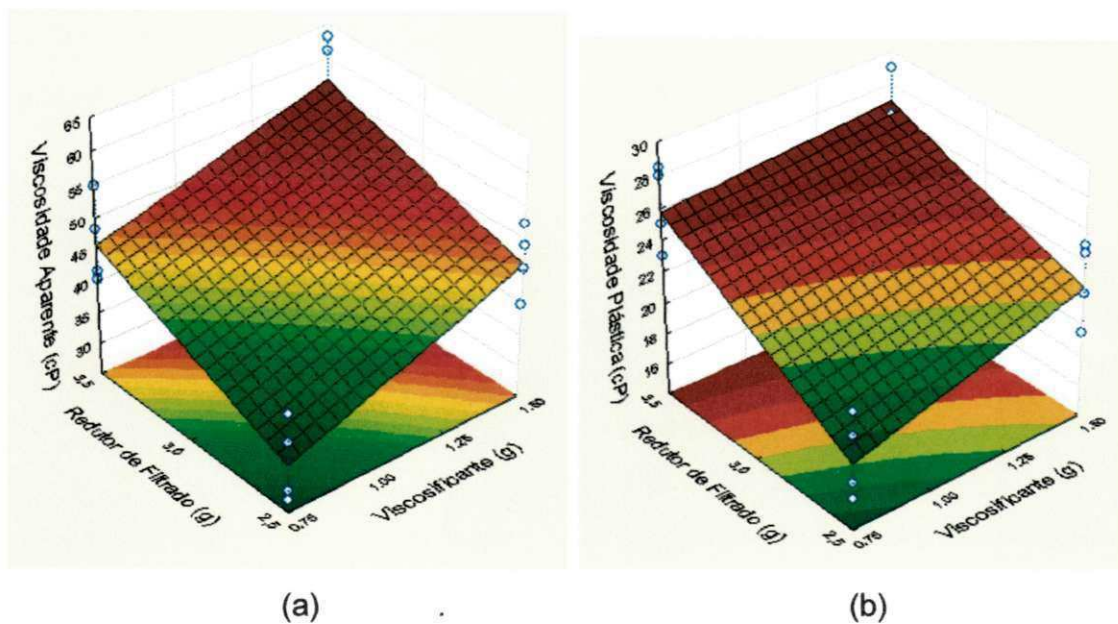


Figura 37: Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.

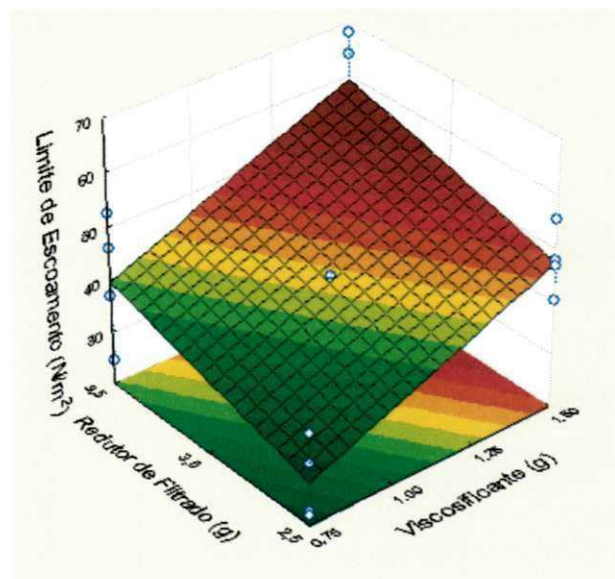


Figura 38: Superfície de resposta para o limite de escoamento, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.

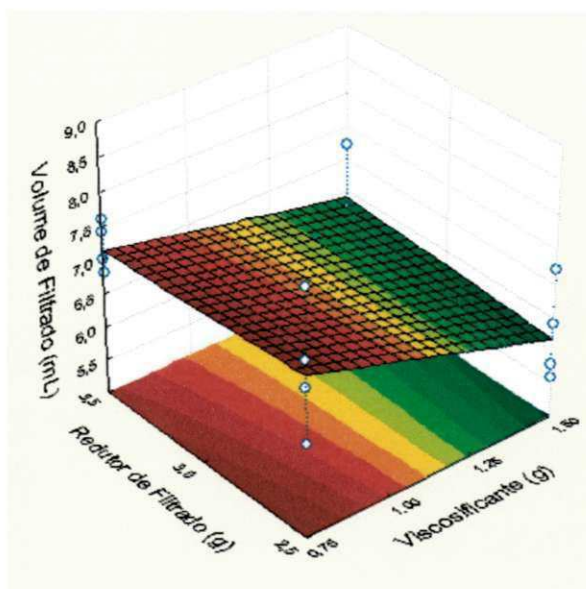


Figura 39: Superfície de resposta para o volume de filtrado, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.

A partir da análise da Figura 40, na qual encontra-se a superfície de resposta obtida para o coeficiente de lubricidade (CL), observa-se que a diminuição dos teores do viscosificante e do redutor de filtrado promove uma leve diminuição dos valores do CL, porém pode-se dizer que o CL não sofre alteração significativa com o aumento das concentrações desses aditivos, já que o CL para todos os fluidos analisados foram inferiores a 0,1.

de lubricidade e de filtração por meio da análise das superfícies de respostas obtidas para cada um desses parâmetros.

Nas Figuras de 37 a 40 pode-se observar as superfícies de resposta das combinações entre variáveis estatisticamente significativas, utilizando-se dos modelos matemáticos codificados apresentados na Tabela 18, para as propriedades VA, VP, LE, VF e CL, respectivamente.

As superfícies de resposta para todas as propriedades (VA, VP, LE, VF e CL) foram construídas mantendo-se fixas no ponto central os valores das variáveis lubrificante e selante. Deste modo, a partir da Figura 37 pode-se analisar a influência da variação dos teores dos aditivos viscosificante e redutor de filtrado para as propriedades acima mencionadas. A escolha do estudo da influência destes aditivos sobre as propriedades anteriormente citadas foi estabelecida por estas se tratarem de variáveis estatisticamente significativas tanto para as propriedades reológicas e de filtração como para a lubricidade dos fluidos preparados com acetato de potássio.

As propriedades reológicas (VA, VP e LE) apresentaram significativa variação com a mudança da concentração dos aditivos, como pode ser observado nas Figuras 37 (a) e (b) e na Figura 38, nas quais as maiores concentrações dos aditivos propiciaram um aumento nos valores de tais propriedades. Como já discutido, este comportamento se deve a efetiva atuação dos aditivos em suas respectivas funções.

Para os fluidos preparados com acetato de potássio, o aumento no teor de redutor de filtrado basicamente não promoveu alteração na resposta em relação ao volume de filtrado, contudo constatou-se que o aumento da concentração da variável viscosificante conduziu a uma diminuição no valor de VF, ou seja, confirma a tendência geral na qual o aumento da concentração de aditivos promove uma redução do VF (o que se confirma por meio dos sinais negativos nas variáveis independentes no modelo descrito para esta propriedade constante na Tabela 18).

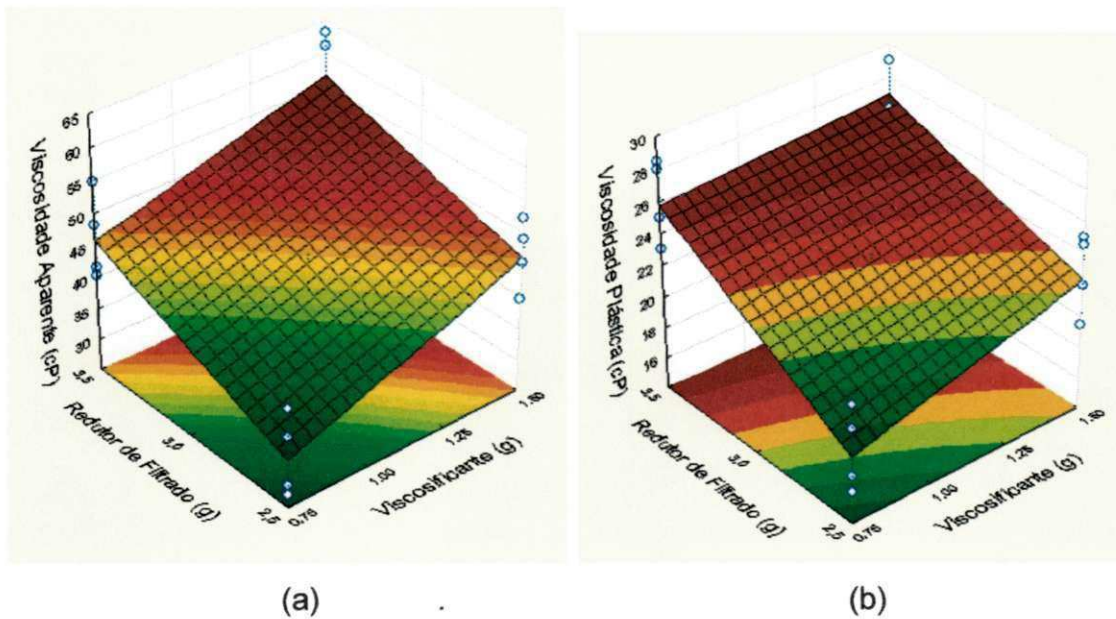


Figura 37: Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.

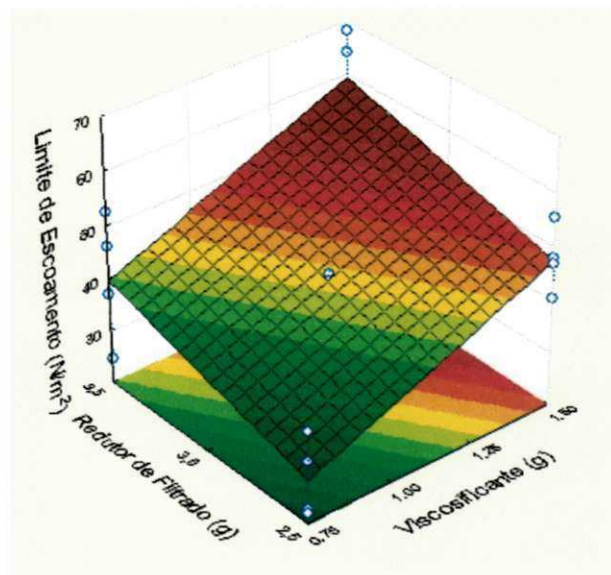


Figura 38: Superfície de resposta para o limite de escoamento, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.

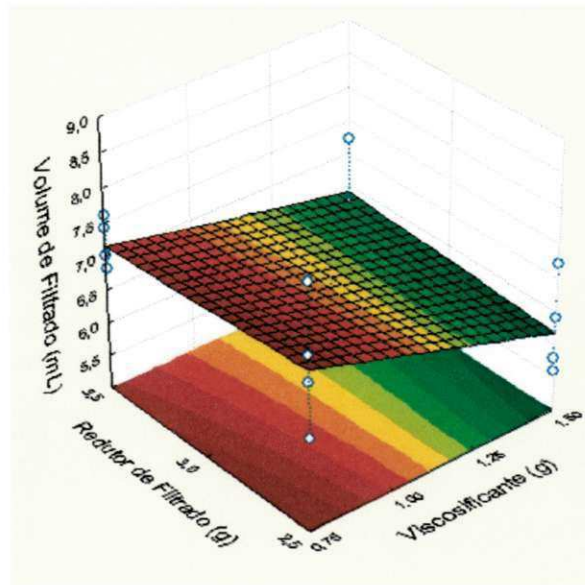


Figura 39: Superfície de resposta para o volume de filtrado, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.

A partir da análise da Figura 40, na qual encontra-se a superfície de resposta obtida para o coeficiente de lubricidade (CL), observa-se que a diminuição dos teores do viscosificante e do redutor de filtrado promove uma leve diminuição dos valores do CL, porém pode-se dizer que o CL não sofre alteração significativa com o aumento das concentrações desses aditivos, já que o CL para todos os fluidos analisados foram inferiores a 0,1.

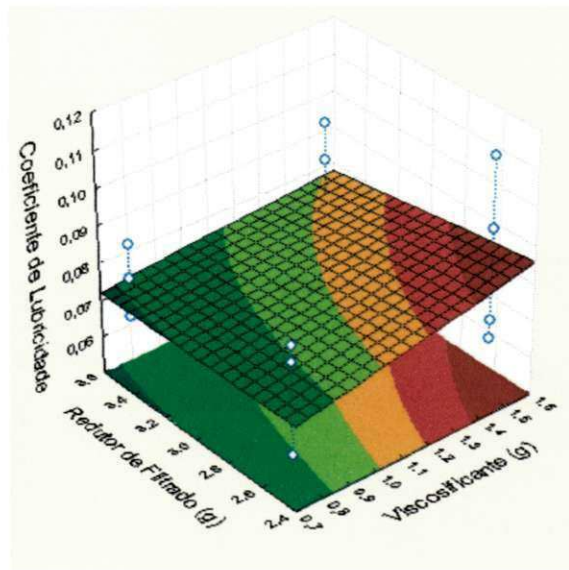


Figura 40: Superfície de resposta para o coeficiente de lubrificação fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o acetato de potássio como inibidor.

4.3.3 Fluidos de perfuração inibidos com citrato de potássio

Nas Figuras 41 a 45 estão representadas as propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE)), de lubrificação (coeficiente de lubrificação (CL)) e de filtração (volume do filtrado (VF)), obtidas para os fluidos inibidos com citrato de potássio. O destaque em vermelho representa a faixa dos valores de cada uma das propriedades analisadas para o fluido denominado fluido padrão (FP).

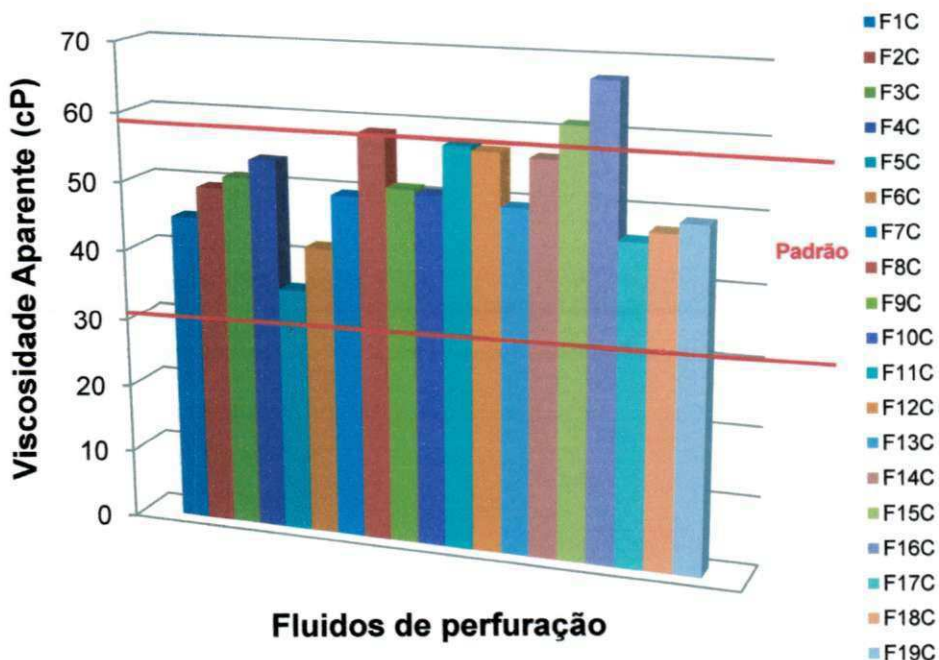


Figura 41: Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.

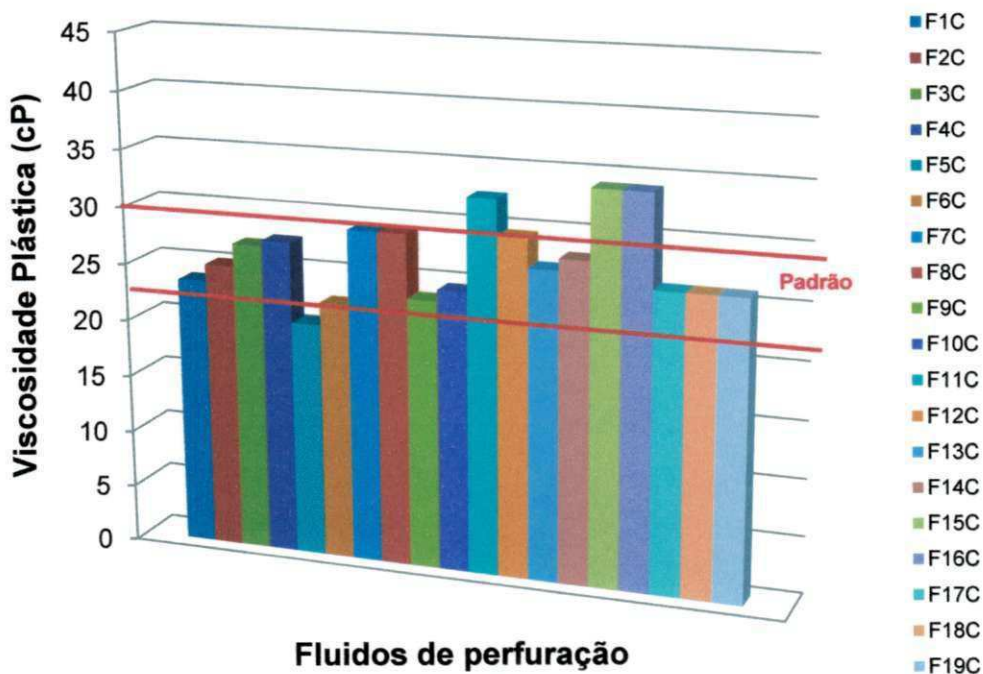


Figura 42: Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.

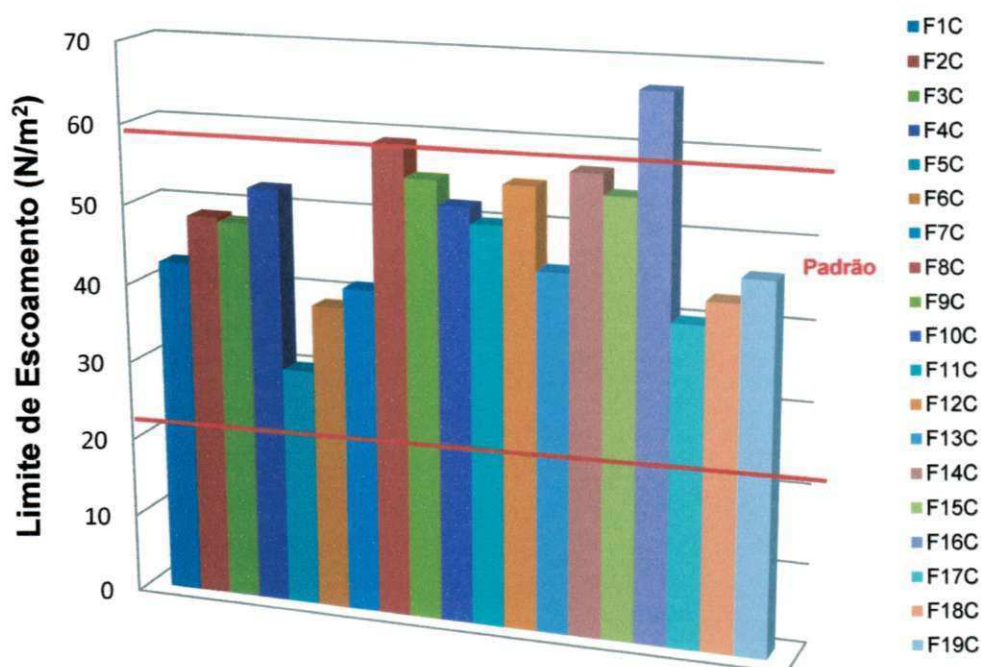


Figura 43: Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.

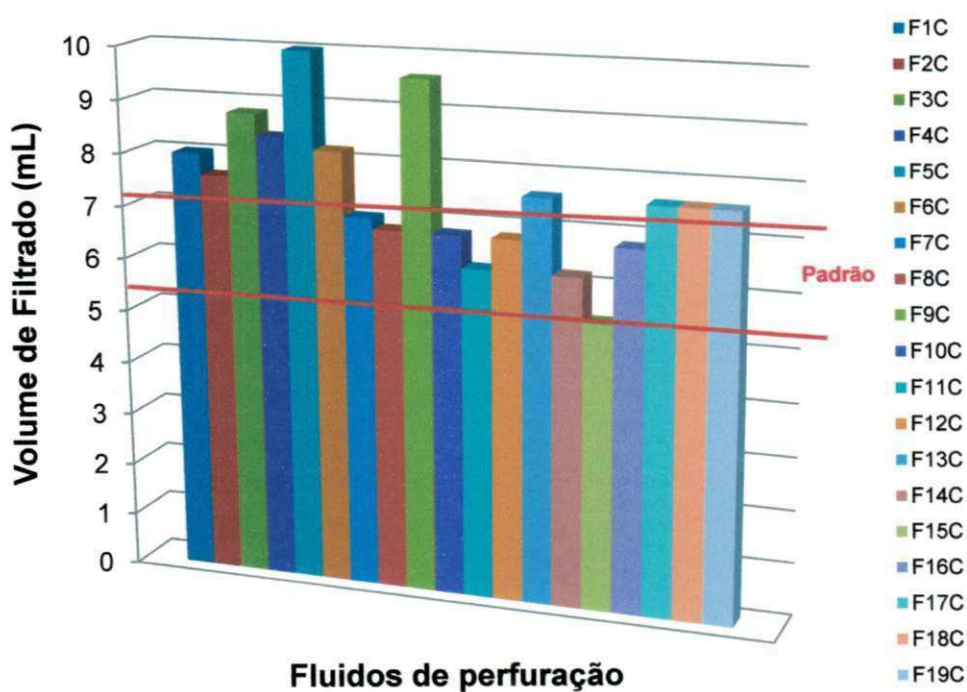


Figura 44: Volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.

Foi verificado que os fluidos F1C, F2C, F3C, F4C, F7C, F8C, F9C, F10C, F12C, F13C, F14C, F15C, F17C, F18C e F19C apresentam valores de propriedades reológicas condizentes com o fluido padrão, enquanto os demais apresentaram propriedades fora da faixa estabelecida pelo padrão, ou seja, que os fluidos preparados com citrato de potássio como inibidor de expansão, apresentaram propriedades reológicas próximas aos dos fluidos preparados com os aditivos fornecidos pela indústria de petróleo. Tal fato indica a provável possibilidade de desenvolver fluidos inibidos com eficiência compatível em relação ao desempenho reológico com os fluidos utilizados pelo setor de perfuração de poços de petróleo. Ao observar-se a Figura 45 constata-se que os fluidos apresentaram CL dentro da faixa do FP.

Foram observadas significativas variações nos valores das propriedades reológicas, de filtração e lubricidade dos fluidos. Em geral, os fluidos que apresentam em sua composição os maiores teores de aditivos apresentaram os maiores valores de VA, VP e LE e os menores valores de VF e CL.

Os valores de VA variaram de 35,5cP para o fluido F5C a 67,5cP para o fluido F16C, que apresentam em suas formulações as menores e as maiores concentrações de viscosificante e redutor de filtrado, respectivamente. As propriedades avaliadas VP e LE também seguiram a mesma tendência observada para a VA, ou seja, apresentaram aumento em seus valores com o aumento da concentração do viscosificante e do redutor de filtrado.

Em relação aos valores de VF, foi observado que o fluido F15C apresentou valor igual ao mínimo estabelecido pelo padrão (5,4mL), que representa um excelente resultado para esta propriedade. O F15C apresenta em sua composição o maior teor de redutor de filtrado dentre as formulações estudadas, esse comportamento comprova a efetiva ação deste aditivo na redução das perdas por filtração, uma vez que o aumento da concentração do redutor de filtrado promove uma redução nos valores de VF.

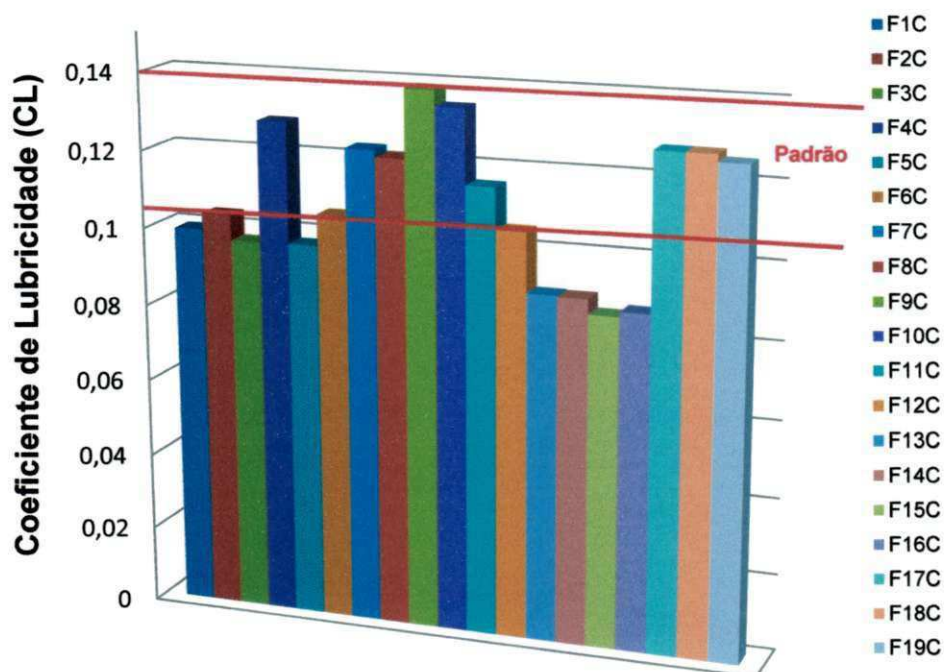


Figura 45: Coeficiente de lubrificidade (CL) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio.

Por meio da Figura 45 é possível observar que os valores de CL dos fluidos estudados variaram entre 0,085 para o fluido F15C (3,0% de lubrificante) e 0,138 para o fluido F9C (1,0% lubrificante). De acordo com esses resultados, pode-se observar que o CL apresenta variações com o aumento da concentração do lubrificante utilizado no preparo do fluidos de perfuração inibidos com citrato de potássio. Ainda de acordo com a Figura 45, pode-se concluir que embora essas variações em relação aos valores de CL ocorram, as mesmas podem ser consideradas pouco significativas, já que consegue-se obter valores satisfatórios de CL, mesmo nas concentrações mais reduzidas de lubrificante.

4.3.3.1 Análise do planejamento experimental aplicados aos fluidos de perfuração inibidos com citrato de potássio

Com o planejamento fatorial, verificou-se a influência das variáveis de entrada (viscosificante, redutor de filtrado, lubrificante e selante) sobre os valores das variáveis de resposta (VA, VP, LE, VF e CL), buscando definir as faixas ótimas de concentrações dos aditivos para o melhor desempenho do fluido.

Na Tabela 19, as equações descritas representam os modelos empíricos codificados da regressão linear dos dados experimentais em relação a VA, VP, LE, VF e CL dos fluidos preparados com inibidor citrato de potássio para as composições presentes nas Tabelas 7 e 8. Observa-se que os modelos são estatisticamente significativos e preditivos para a VA, VP, VF e CL, pois, para estas propriedades, a razão entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} foi superior a 5.

De acordo com a Tabela 19, todas as variáveis independentes possuem efeitos positivos em relação às propriedades reológicas, ou seja, para as condições estudadas, os níveis superiores destas variáveis favorecem a maiores valores de VA, VP e LE.

Pela análise da ANOVA apresentada na Tabela 19, observa-se que a porcentagem de variação explicada para os fluidos preparados com citrato de potássio como inibidor para as variáveis VA, VP, LE, VF e CL são, respectivamente, 99,35%, 99,59%, 98,05%, 99,69% e 99,96%.

Tabela 19: Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e do volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados com o inibidor citrato de potássio para o planejamento fatorial empregado.

Fonte de variação	Variáveis de resposta				
	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)	CL
Coefficiente de correlação (r)	0,996	0,997	0,990	0,997	0,999
% de variação explicada (R ²)	99,35	99,59	98,05	99,69	99,96
F _{calculado} / F _{tabelado}	3,52	5,58	1,02	5,58	9,59

Modelos matemáticos codificados para os fluidos preparados com sulfato de potássio	
VA (cP)	$52,17^* + 2,17^*V + 4,82^*R + 0,32L + 4,17^*S + 0,016VR + 1,39^*VL - 0,64^*VS + 1,86RL - 0,36RS + 2,02^*LS + 0,24VRL - 0,11VRS + 0,39VLS - 0,64RLS$
VP (cP)	$27,31^* + 0,19^*V + 3,00^*R + 0,69^*L + 1,81^*S - 0,50VR - 0,19VL - 0,31VS + 0,50^*RL + 0,38RS + 0,94^*LS + 0,13VRL - 0,13VRS + 0,19VLS - 0,625^*RLS$
LE	$49,71^* + 7,93^*V + 7,31^*R - 1,43^*L + 9,44^*S + 2,06VR + 4,81VL - 1,31VS + 5,43RL - 2,94RS - 4,31LS + 0,43VRL + 0,06VRS + 0,81VLS - 0,06RLS$
VF (mL)	$7,56^* - 0,78^*V - 0,63^*R - 0,425^*L - 1,33^*S + 0,58^*VR - 0,13VL + 0,275^*VS - 0,68^*RL - 0,48^*RS - 0,38^*LS + 0,13VRL + 0,23VRS + 0,63^*VLS + 0,38^*RLS$
CL	$0,107^* + 0,004V + 0,0005R - 0,015^*L - 0,003S - 0,002VR - 0,002VL - 0,007VS - 0,0008RL + 0,015^*RS + 0,019^*LS - 0,004VRL - 0,002VRS + 0,005VLS - 0,003RLS$

*estatisticamente significativa com 95,0% de confiabilidade.

Observou-se que as propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade são influenciadas pelo teor dos aditivos, interferindo de forma estatisticamente significativa, ao nível de 95,0% de confiança, sendo obtidos maiores valores de propriedades reológicas e menores valores de VF quando há um aumento nas concentrações dos aditivos avaliados. Deste modo, as superfícies de resposta representam graficamente o modelo obtido, indicando que as alterações dos

níveis das variáveis independentes (aditivos), apontadas como estatisticamente significativas pelo modelo, promovem visíveis alterações nos valores de tais propriedades.

Na Figura 46 estão apresentadas as superfícies de resposta, mostrando os efeitos das variáveis viscosificante e redutor de filtrado, mantendo-se fixas na concentração central as variáveis lubrificante e selante. Pode-se observar ainda na Figura 16, que, com o aumento dos valores médios de concentração do viscosificante e do redutor de filtrado promove maiores valores de VA e VP.

Verifica-se que a influência do redutor de filtrado é estatisticamente significativa para todos os parâmetros avaliados, com exceção do CL.

Na Figura 47, pode-se observar que o LE segue a mesma tendência das demais propriedades reológicas, apresentando um aumento no valor de sua propriedade com o respectivo aumento da concentração dos aditivos analisados, no caso o viscosificante e o selante. Tal comportamento foi observado para os fluidos preparados com sulfato e acetato de potássio e, como já mencionado é esperado tendo em vista que, o limite de escoamento se trata da força mínima necessária para que um fluido inicie seu escoamento e como já foi comentado anteriormente tal fato implica em uma maior quantidade de ligações a serem rompidas. Para esta propriedade atinge-se um valor máximo de $67,0\text{N/m}^2$, para o fluido composto pelo maior teor de viscosificante e de selante.

A Figura 48 apresenta a superfície de resposta para o volume de filtrado e mostra a interação do redutor com o selante. Neste caso, observa-se que o menor valor para o volume de filtrado é para as máximas concentrações dos aditivos citados, atingindo um valor mínimo de 5,4mL para o fluido F15C, que apresenta em sua composição os aditivos redutor de filtrado e selante no nível (+1).

A partir da análise da Figura 49, na qual se pode observar a superfície de resposta obtida para o coeficiente de lubricidade (CL), constata-se que o aumento do teor do lubrificante promove uma redução do CL, o que comprova

a ação deste aditivo na melhoria da lubricidade do fluido, o que se espera devido a função que esse aditivo desempenha no fluido de perfuração.

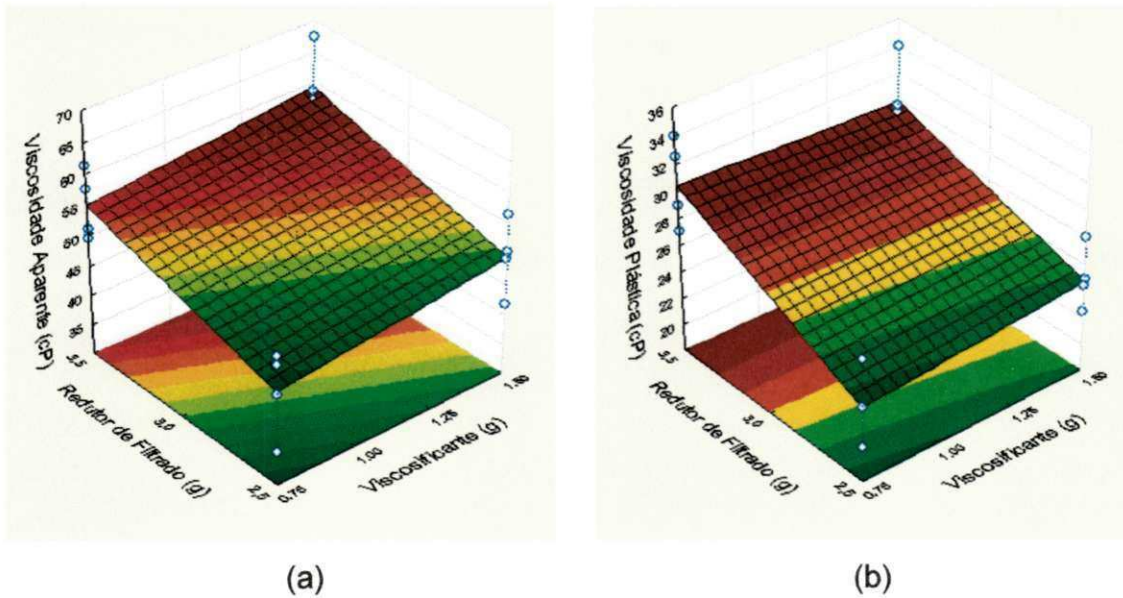


Figura 46: Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.

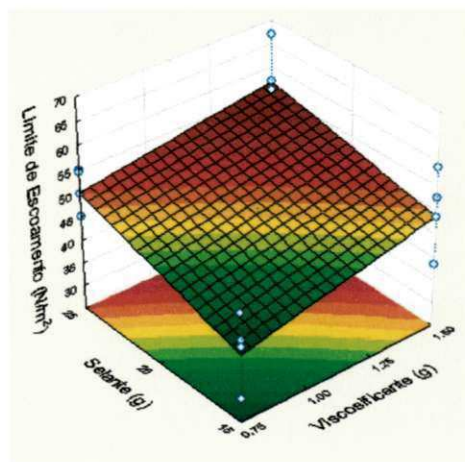


Figura 47: Superfície de resposta para o limite de escoamento, fixando-se o redutor de filtrado em 3,0g (0) e o lubrificante em 2,0% (0) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.

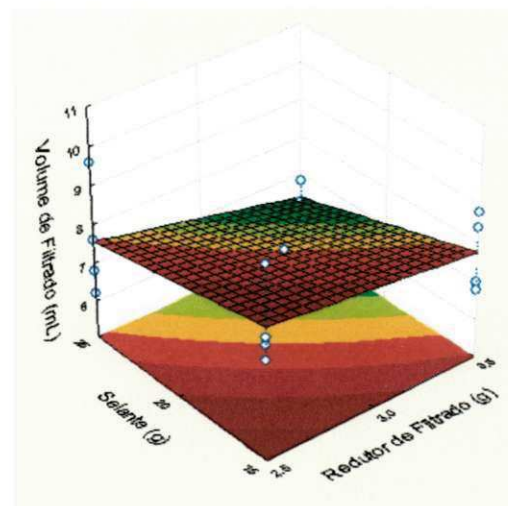


Figura 48: Superfície de resposta para o volume de filtrado, fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.

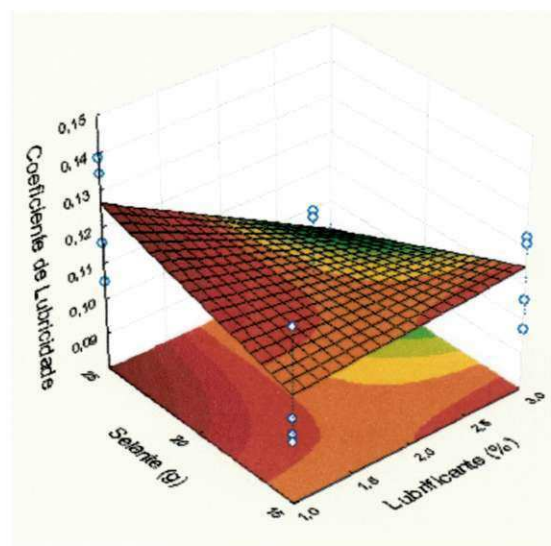


Figura 49: Superfície de resposta para o coeficiente de lubricidade, fixando-se o viscosificante em 1,125g (nível 0) e o redutor de filtrado em 3,0g (nível 0) para os fluidos preparados com o citrato de potássio como inibidor.

4.3.4 Fluidos de perfuração sem a presença de inibidor

Para fins comparativos em relação a alteração promovida pela presença de inibidores de expansão nas formulações dos fluidos de perfuração foram determinadas as propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE)), de lubricidade (coeficiente de lubricidade (CL)) e de filtração (volume do filtrado (VF)), para os fluidos na ausência de inibidor. Estas estão apresentadas nas Figuras de 50 a 54. As linhas destacadas em vermelho indicam a faixa dos valores de cada uma das propriedades analisadas para o fluido denominado fluido padrão também sem a presença do inibidor em sua formulação (FPs).

Observa-se que as composições referentes ao fluido padrão sem inibidor (FPs) apresentaram grande variação nas propriedades reológicas. Sendo a faixa de VA entre 40,5 a 66,0cP, VP entre 25,0 e 30,5cP, LE entre 20,0 e 51,0N/m², VF entre 6,8 e 11mL e, por fim, CL entre 0,117 e 0,141. Esse comportamento se deve, provavelmente, à variação das concentrações dos aditivos nas formulações estudadas, já que para o preparo do FPs foram utilizadas as composições constantes na Tabela 12. Já os valores das referidas propriedades para o fluido padrão com inibidor em sua composição (FP) são descritos a seguir: VA entre 32,5 a 59,0cP, VP entre 22,0 e 30,0cP, LE entre 21,0 e 58,0N/m², VF entre 5,4 e 7,2mL e, por fim, CL entre 0,105 e 0,137.

Estabelecendo uma breve comparação entre os valores das propriedades reológicas, de filtração e lubricidade dos fluidos padrão com e sem inibidor, FP e FPs, respectivamente, pode-se perceber que a presença do inibidor promoveu alteração da faixa estabelecida para todas as propriedades. O que pode indicar que a presença do inibidor pode acarretar na melhoria de algumas propriedades como VF e CL.

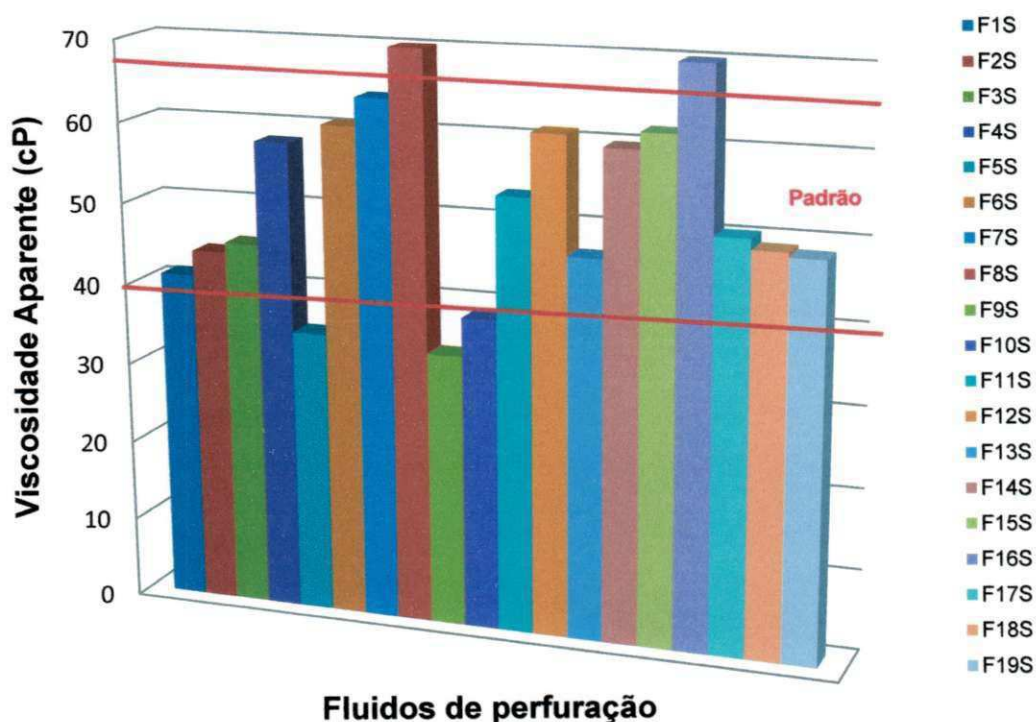


Figura 50: Viscosidade aparente (VA) dos fluidos preparados na ausência de inibidor.

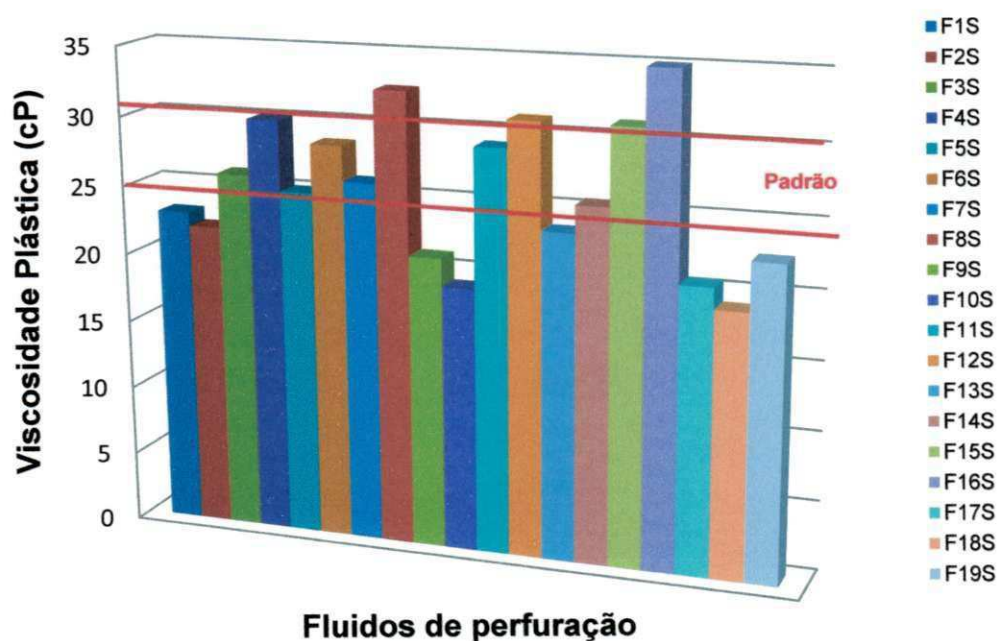


Figura 51: Viscosidade plástica (VP) dos fluidos preparados na ausência de inibidor.

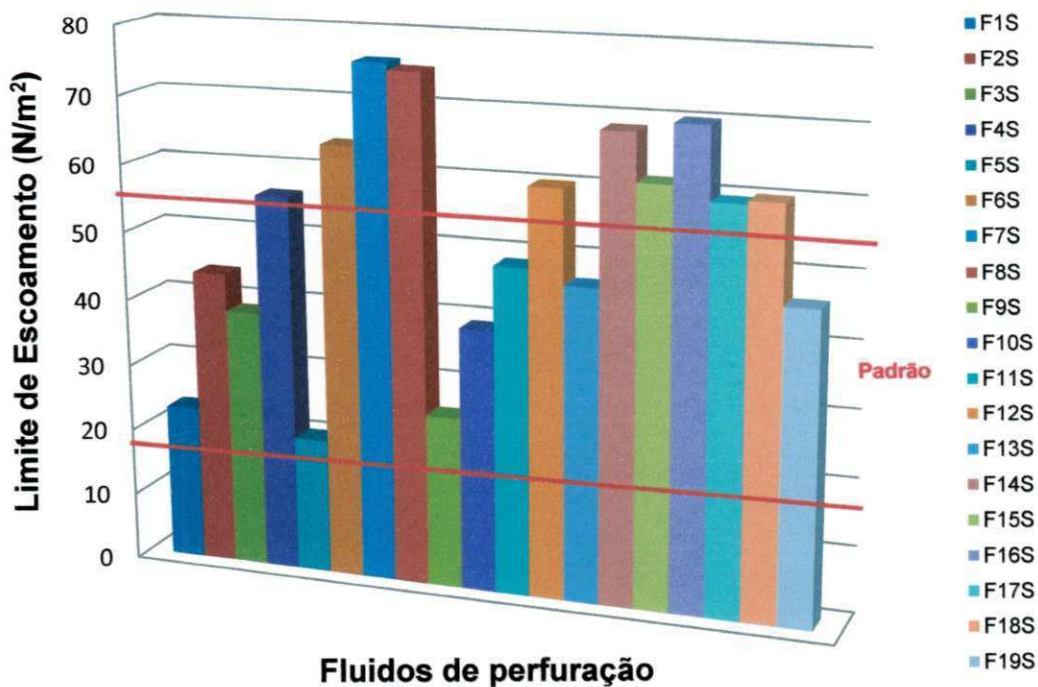


Figura 52: Limite de Escoamento (LE) dos fluidos preparados na ausência do inibidor.

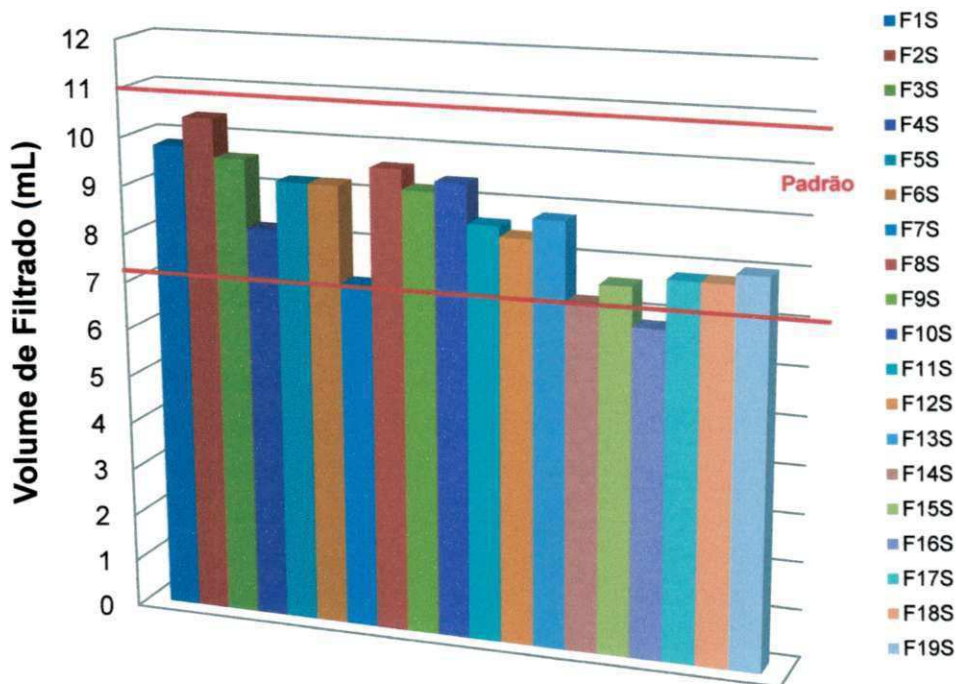


Figura 53: Volume de Filtrado (VF) dos fluidos preparados na ausência do inibidor.

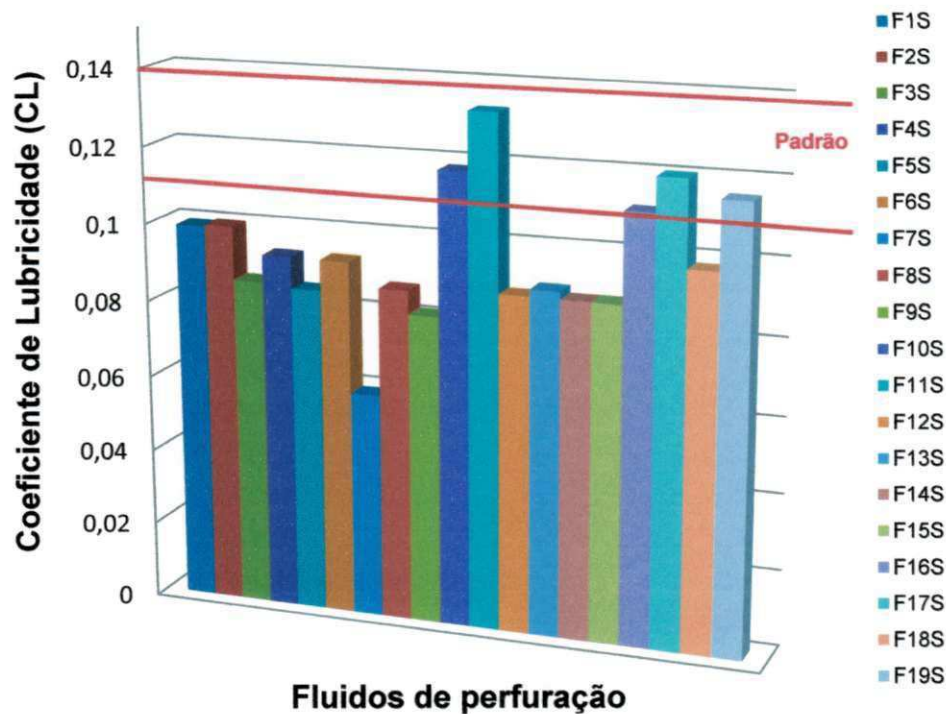


Figura 54: Coeficiente de lubricidade (CL) dos fluidos preparados na ausência de inibidor.

Pode-se observar que os fluidos F3S, F4S, F6S, F11S, F12S e F14S, apresentaram todas as propriedades analisadas condizentes com o padrão, ou seja, que os fluidos preparados com os aditivos nacionais apresentaram propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade próximas aos dos fluidos preparados com os aditivos constituintes do fluido padrão. Tal fato comprova a possibilidade de desenvolvimento de fluidos com aditivos nacionais com eficiência compatível com os fluidos utilizados pelo setor de perfuração de poços de petróleo.

Atualmente, os órgãos ambientais, com mudanças recentes nas leis governamentais, têm considerado como fato primordial a composição química dos produtos que são utilizados na confecção dos fluidos de perfuração de poços de petróleo, visto que produtos considerados tóxicos como o KCl, causam graves danos ao meio ambiente e ao homem (NASCIMENTO, 2009). Sendo assim, o uso de inibidores isentos de cloro como o sulfato, acetato e

citrato de potássio surgem como uma alternativa ambientalmente correta para o uso em formulações de fluidos inibidos.

Ao se estabelecer um comparativo em relação aos fluidos preparados com e sem inibidores de expansão pode se observar que a presença do inibidor alterou o comportamento reológico e de filtração dos fluidos; os fluidos com presença de inibidor apresentaram melhores resultados de volume de filtrado em relação aos fluidos com ausência de inibidor, assim como apresentam valores de VA e VP mais elevados do que os fluidos não inibidos.

O diferente comportamento reológico, de filtração e lubricidade dos fluidos do tipo A, B e C pode provavelmente ser explicado pelo fato dos sais que foram adicionados com a função de inibidores de expansão, apresentarem ou não hidrólise, já que este fenômeno gera um aumento leve no pH; o sulfato de potássio não gera hidrólise, enquanto que o acetato e o citrato de potássio geram hidrólise (MAGALHÃES, 2011). A Figura 55 apresenta os valores de pH para os fluidos preparados com o sulfato, acetato e citrato de potássio. A partir das medidas de pH realizadas, pode-se afirmar que a ocorrência de hidrólise promove alteração do pH dos fluidos, modificando assim suas propriedades reológicas, explicando deste modo as alterações das viscosidades em função da natureza dos inibidores utilizados.

Sabe-se que o pH é fator influente nas propriedades relacionadas ao desempenho do fluido a partir de valores acima de 10. O fluido F8B, preparado com o inibidor acetato de potássio, apresenta o maior valor de pH (11,73). Este, por sua vez, apresenta os menores valores de propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE). Em relação aos fluidos preparados com o sulfato e com o citrato de potássio, o que confirma a relação entre as mudanças de pH promoverem alterações na viscosidade, em função da natureza dos inibidores utilizados.

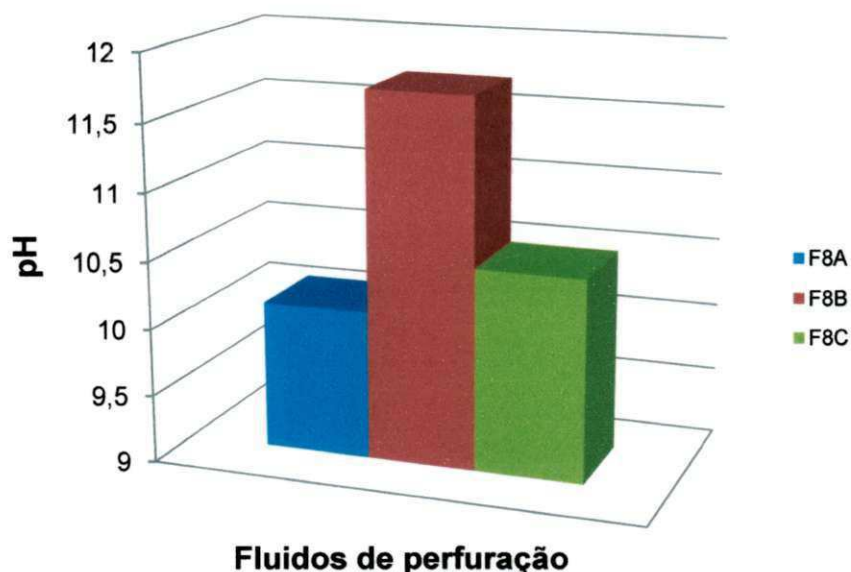


Figura 55: Medidas de pH para os fluidos de perfuração F8A, F8B e F8C.

Para a VA e VP, comparando os valores obtidos entre os inibidores, verifica-se que a ordem de melhor desempenho é a seguinte: sulfato > citrato > acetato > fluidos sem inibidor.

Isso pode ser explicado pelo fato de que o sulfato não gera hidrólise e é um íon que não altera a mecânica do fluido em fluxo, enquanto que os outros dois afetam a hidratação dos polímeros viscosificantes e diminuem a viscosidade em relação ao resultado dos fluidos preparados com sulfato (MAGALHÃES, 2011).

Para o volume de filtrado, observou-se que os fluidos preparados com acetato de potássio obtiveram valores menores que os fluidos preparados com os demais inibidores e o fluido sem inibição. Isso também é explicado pelo mesmo fato descrito acima, só que nesse caso, o leve aumento no pH é benéfico, pois, a maior interação entre o inibidor e os polímeros viscosificantes produz uma maior retenção da água no fluido, resultando em valores de VF.

É importante ressaltar que o controlador de pH utilizado (MgO) nas formulações somente vai atuar no controle do pH se este diminuir e não se este aumentar, como ocorreu neste caso.

Também se faz importante destacar que o redutor de filtrado e o viscosificante estudados possuem seu ponto de máximo desempenho para a viscosidade em pH neutro ou levemente alcalino, então uma alteração de aumento de pH passando de 8 ou 9, mesmo que pequena, diminui os valores da viscosidade, e este fato explica os diferentes comportamentos observados para os fluidos com diferentes inibidores.

4.3.4.1 Análise do planejamento experimental aplicados aos fluidos de perfuração sem a presença de inibidor

Realizando-se a análise do planejamento experimental fatorial para os fluidos desenvolvidos na ausência do inibidor de expansão, constatou-se que a variação de concentração do viscosificante interfere de forma estatisticamente significativa em relação as propriedades estudadas, ao nível de 95,0 % de confiança, com exceção do CL.

A Tabela 20 apresenta a análise de variância e os modelos matemáticos codificados (equação de regressão) para as propriedades reológicas (VA, VP, LE), de lubricidade (CL) e para o volume de filtrado (VF) dos fluidos de perfuração estudados na ausência de inibidor.

Para as propriedades estudadas, a análise de significância estatística mostrou que os coeficientes de correlação (R) e os coeficientes de variação explicada dos resultados experimentais para as propriedades reológicas (VA, VP e LE) dos fluidos preparados de acordo com o planejamento apresentado sem a presença do inibidor foram bastante satisfatórios, superiores a 0,98 e 97,0 %, respectivamente. Deste modo, pode-se dizer que os modelos apresentados na Tabela 20 para as propriedades reológicas dos fluidos sem inibição têm mais de 97,0 % das variações obtidas explicadas pelo modelo, e que os modelos apresentados na mesma Tabela têm mais de 97,0 % dessas variações explicadas pelo modelo.

Através da razão entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} , apresentada na Tabela 19, observou-se que os modelos matemáticos obtidos para a VA, VP e

LE dos fluidos preparados sem a presença do inibidor são estatisticamente significativos, pois, essa razão foi superior a 1 para todas essas propriedades. Porém, apenas para a VP foi obtido um modelo preditivo, uma vez que neste caso, a razão entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} apresentou valor superior a 5.

Observa-se que as propriedades VF e CL apresentaram coeficientes de correlação, de 0,981 e 0,944, respectivamente e os coeficientes de variação explicada, de 96,37 % e 89,12 %, respectivamente. Os modelos matemáticos obtidos para as propriedades citadas não são estatisticamente significativos, pois, as razões entre o teste $F_{\text{calculado}}$ e o teste F_{tabelado} foram inferiores a 1.

Com a análise dos modelos matemáticos apresentados na Tabela 19, observa-se que o aumento da concentração do redutor de filtrado influencia as propriedades de VA, VP, LE e VF de modo estatisticamente significativo. Já para a propriedade CL, a variável independente que se apresentou de modo estatisticamente significativo foi o lubrificante. A partir destas observações, foram definidas as variáveis a serem analisadas por meio de superfícies de resposta.

Tabela 20: Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e do volume de filtrado (VF) dos fluidos preparados sem a presença do inibidor para o planejamento fatorial empregado.

Fonte de variação	Variáveis de resposta				
	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)	CL
Coefficiente de correlação (r)	0,993	0,999	0,987	0,981	0,944
% de variação explicada (R ²)	98,59	99,72	97,46	96,37	89,12
F _{calculado} / F _{tabelado}	1,61	8,33	1,05	0,63	0,22
Modelos matemáticos codificados para os fluidos preparados com sulfato de potássio					
VA (cP) = 52,65* + 10,13*V + 15,5*R + 11,63*L + 0,88S – 1,44VR + 3,07*VL – 1,69VS + 0,44RL + 1,31RS + 1,31LS - 4,62VRL – 1,00VRS - 0,88VLS – 4,63RLS					
VP (cP) = 26,75* + 2,38*V + 6,63*R + 3,25*L + 0,25S + 1,75*VR + 1,63*VL - 0,88VS – 1,13*RL + 2,63*RS + 0,50LS - 0,50VRL - 0,25VRS + 0,13VLS + 0,375RLS					
LE = 51,81* + 15,50*V + 17,75*R + 16,75*L + 1,25S – 6,38VR + 2,88VL – 1,63VS + 3,13RL – 2,63RS + 1,63LS – 8,25VRL + 2,50VRS – 1,50VLS – 10,01*RLS					
VF (mL) = 8,70* - 0,10V - 0,90*R – 1,00*L – 0,95*S + 0,10*VR + 0,10VL - 0,50VS + 0,10RL - 0,10*RS - 0,30LS + 0,70VRL + 0,00VRS - 0,70*VLS - 0,10RLS					
CL = 0,009* + 0,010V + 0,022R - 0,013*L + 0,015S – 0,002VR - 0,004VL - 0,003VS - 0,005RL + 0,013*RS + 0,002LS + 0,014VRL - 0,007VRS + 0,001VLS + 0,0005					
*estatisticamente significativa com 95,0% de confiabilidade.					

Com base nas variáveis estatisticamente significativas para cada uma das propriedades foram construídas as superfícies de resposta, representadas nas Figuras de 56 a 59.

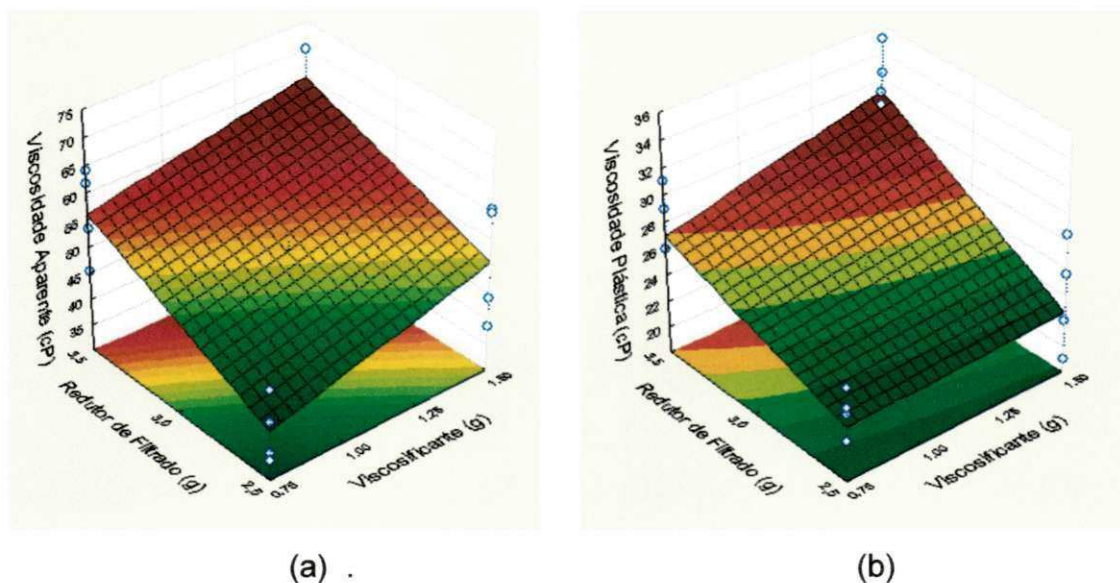


Figura 56: Superfícies de resposta para a viscosidade aparente (a) e viscosidade plástica (b), fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor.

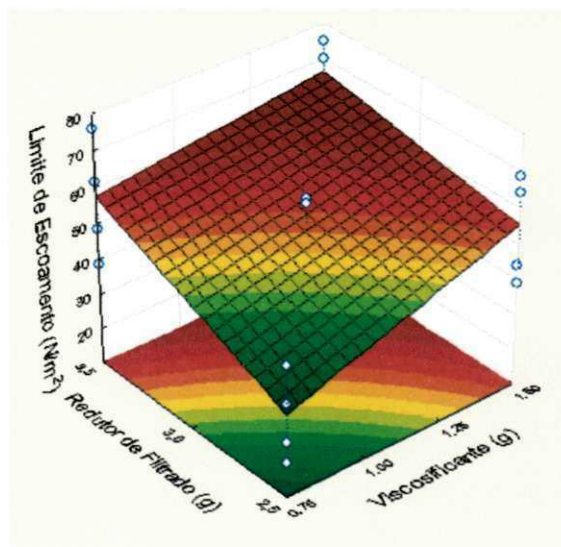


Figura 57: Superfície de resposta para o limite de escoamento, fixando-se o lubrificante em 2,0% (nível 0) e o selante em 20g (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor

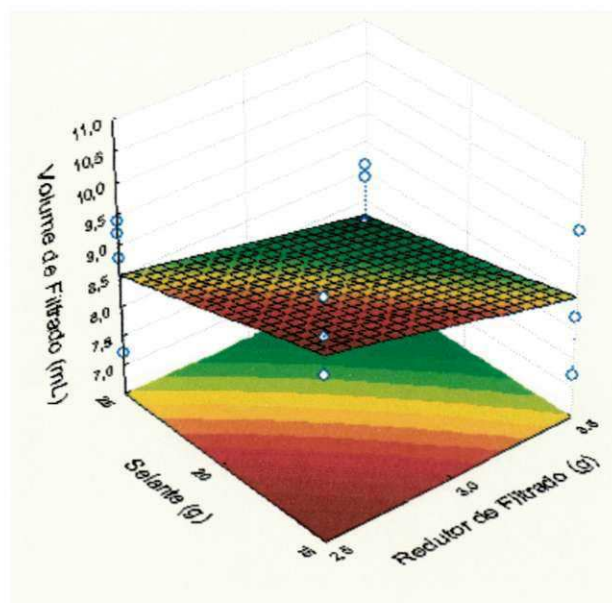


Figura 58: Superfície de resposta para o volume de filtrado, fixando-se o viscosificante em 1,125 g (nível 0) e o lubrificante em 2,0% (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor

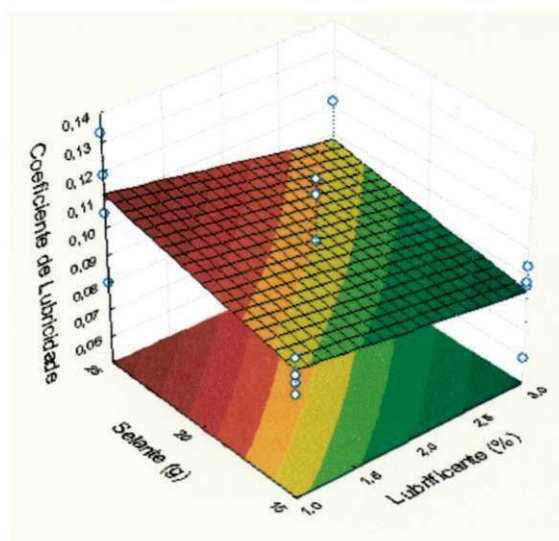


Figura 59: Superfície de resposta para o coeficiente de lubrificidade, fixando-se o viscosificante em 1,125 g (nível 0) e o redutor de filtrado em 3,0 g (nível 0) para os fluidos preparados sem a presença de inibidor

4.4 Ensaios de taxa de inchamento linear

Com o ensaio de inchamento linear avaliou-se o comportamento dos fluidos inibidos com sulfato de potássio (F8A, F9A e F15A), acetato de potássio

(F2B, F6B e F8B) e citrato de potássio (F8C, F12C e F14C). Os fluidos foram selecionados de acordo com o desempenho apresentado em relação as propriedades reológicas, de filtração e lubricidade, comparados ao padrão estabelecido. O F11S (fluido sem inibidor) e o FP2 (fluido padrão), também foram submetidos ao ensaio para fins comparativos.

As Figuras 60 e 61 mostram as curvas obtidas a partir das medidas de porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de argila Brasgel PA e de folhelho, respectivamente, em função do tempo de contato com os fluidos de perfuração selecionados.

Pode-se observar que foram obtidos comportamentos distintos entre os fluidos submetidos ao ensaio, para um tempo de contato de 180 min (3 h).

Fazendo um comparativo geral, os fluidos preparados com citrato de potássio como inibidor apresentaram os menores percentuais de inchamento linear, dentre os fluidos analisados, tanto para análise de inchamento das pastilhas compostas por argila, quanto para as pastilhas compostas por folhelho.

Como já explicado, os folhelhos são formações geológicas compostas por altos teores de argilas hidratáveis. Espera-se assim que o mesmo apresente inchamento um pouco inferior ao observado para a argila propriamente dita, na qual o teor de matéria sensível a água é mais elevado.

Como pode ser observado na Figura 60, o fluido F8C apresentou o menor inchamento linear dentre os fluidos submetidos ao ensaio com as pastilhas de argila (12,1%). Os fluidos F8A (13,9%) e F12C (13,4 %), apresentaram valores próximos ao obtido para o fluido F8C.

Ao observar-se a taxa de inchamento linear dos fluidos selecionados, em relação as pastilhas confeccionadas com folhelho ativo, o fluido F12C apresentou a menor taxa de inchamento observada, sendo esta da ordem de 8,76 %, que se trata de um excelente valor de inchamento, já que o percentual de 11,0% de expansão é considerado satisfatório. Os fluidos F8A e F8C, também apresentaram valores adequados de inchamento, já que os mesmos foram da ordem de 11,0%.

O fluido padrão que é inibido por uma composição do KCl e um inibidor comercial com cloro em sua composição, apresentaram resultados de elevado inchamento, se comparados com o desempenho dos demais fluidos inibidos com sulfato, acetato e citrato de potássio, tanto quando expostos as pastilhas de argila como quando expostos as pastilhas de folhelho.

Todos os fluidos inibidos apresentaram para os dois casos analisados menores taxas de inchamento linear que os fluidos que não apresentavam inibidor de inchamento em sua composição.

Levando-se em consideração o desempenho inibitivo, a princípio, seria recomendável o uso de um fluido inibido com o inibidor citrato de potássio. Além disso, é importante destacar que, além da vantagem de desempenho, os fluidos formulados com isenção de cloro em sua composição (fluidos inibidos com sulfato, acetato e citrato de potássio), também são mais adequados devido às exigências dos órgãos ambientais, que estabelecem um teor máximo de cloreto para descarte tanto do fluido de perfuração quanto dos cascalhos perfurados. Deste modo as formulações desenvolvidas apresentam melhor desempenho ambiental, é importante ressaltar que a quantidade de inibidor utilizada nos fluidos inibidos é aproximadamente a metade da utilizada para a preparação dos fluidos comerciais (com produtos com presença de cloro)

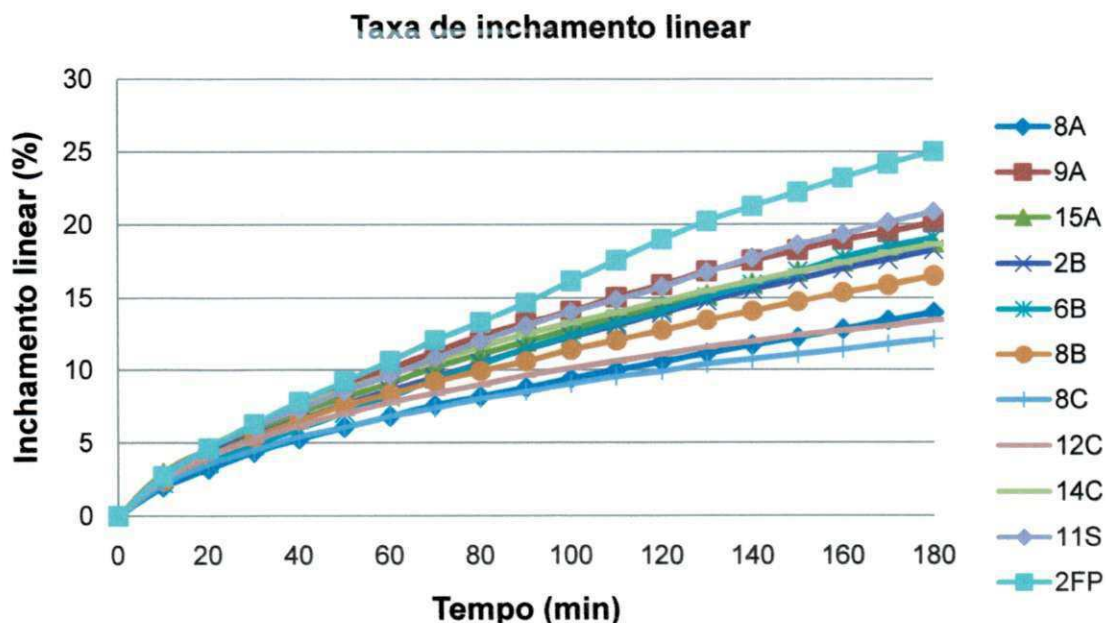


Figura 60: Porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de argila em função do tempo de contato, na presença dos fluidos de perfuração selecionados.

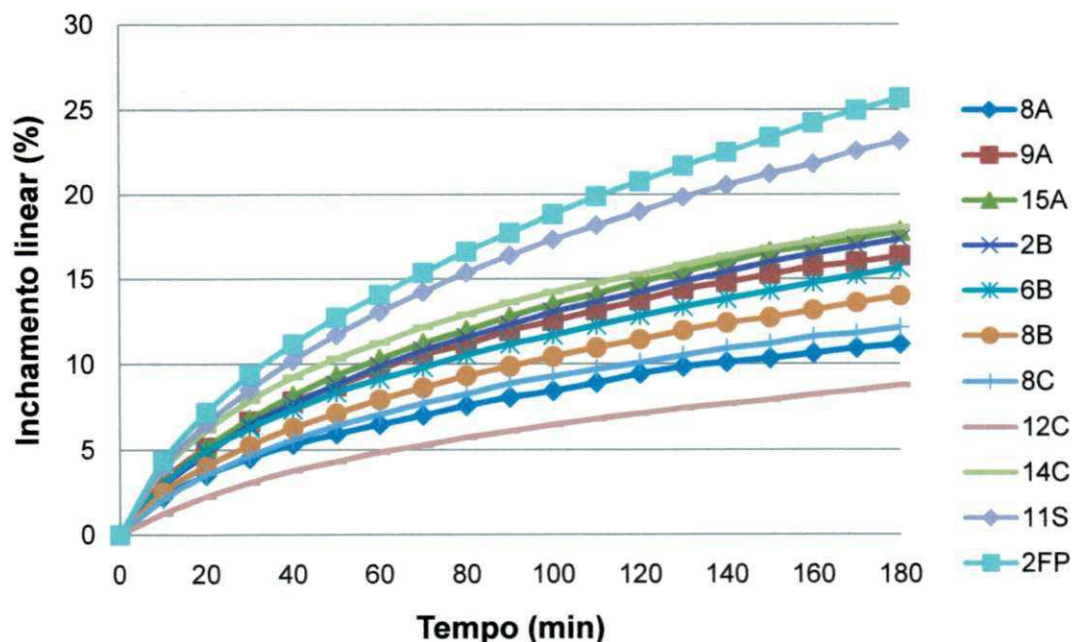


Figura 61: Porcentagem de inchamento linear dos corpos de prova de folhelho ativo em função do tempo de contato, na presença dos fluidos de perfuração selecionados.

4.5 Ensaio de dispersibilidade

Amostras de folhelho foram submetidas aos testes de dispersibilidade com fluidos (F8A, F8B e o F8C) contendo os inibidores sulfato, acetato e citrato de potássio, na concentração ótima de cada um dos sais, estabelecida pelo inchamento de Foster (16 g de inibidor/ 350 mL de água). Na Figura 62 pode-se observar a fração recuperada de folhelho após a realização do ensaio de dispersibilidade.

A dispersibilidade de folhelhos em um fluido de perfuração é função do tamanho da partícula do folhelho, da viscosidade e propriedades inibitivas do fluido de perfuração, aumenta com o decréscimo do tamanho da partícula de folhelho e diminui com o incremento da viscosidade do fluido de perfuração. No entanto, viscosidades aparentes acima de 25 cP mantêm taxas de dispersão praticamente constantes. Quanto maior for o valor da dispersibilidade maior é a interação água-folhelho. Deste modo, valores baixos desta propriedade são desejáveis.



Figura 62: Aspecto da fração recuperada de folhelho após a realização da lavagem no ensaio de dispersibilidade.

Pode-se verificar o percentual disperso medido dos fluidos contaminados com o folhelho por meio da Figura 63, na qual observou-se baixos graus de dispersibilidade do folhelho na presença dos fluidos contendo os inibidores isentos de cloro. Entretanto, pode-se observar que tratando o fluido com citrato de potássio como inibidor obteve-se um menor grau de dispersão, atingindo o

valor de 9,95 % (F8C). Porém, pode-se observar-se que o grau de dispersão obtido para o fluido F8B, preparado com o inibidor acetato de potássio, também apresentou um baixo valor de dispersibilidade, de 11,8 %.

Assim como indicado nos resultados de taxa de inchamento linear, o fluido que apresentou um menor desempenho em relação ao teste de dispersibilidade foi o fluido F8A (inibido com sulfato de potássio) contendo o sulfato de potássio como inibidor de expansão. A dispersibilidade obtida para o fluido F8A foi de 19,7 %, o que representa quase o dobro da obtida para o fluido de melhor desempenho (F8C).

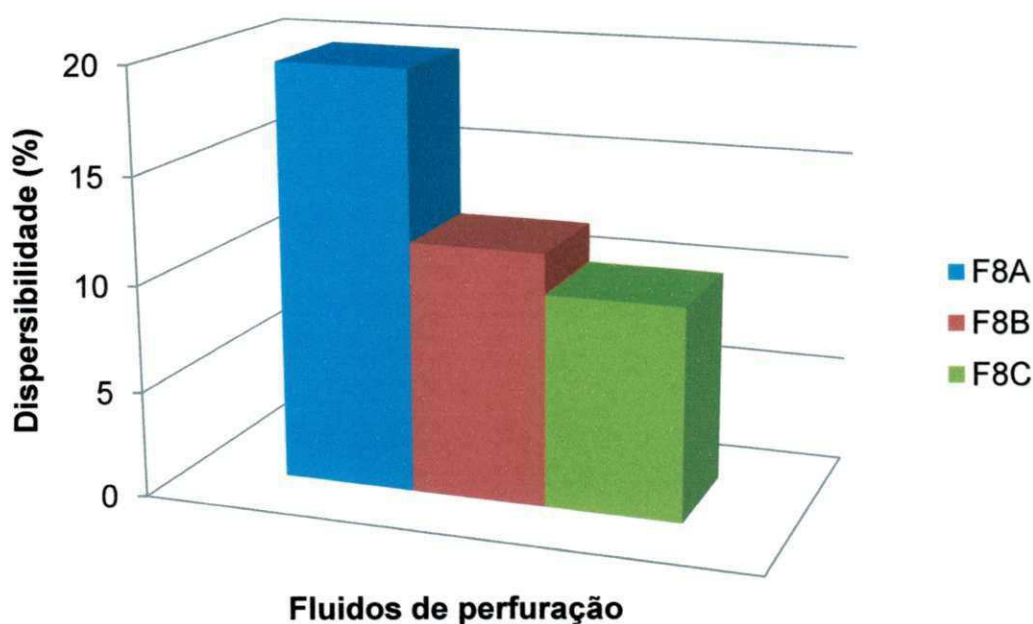


Figura 63: Grau de dispersibilidade obtido para os fluidos F8A, F8B e F8C contaminados com folhelho ativo da Bacia Costeira de Pernambuco.

4.7 Ensaios de toxicidade

Os ensaios de toxicidade foram realizados para os fluidos F8A, F8B, F8C e F8S. Este ensaio permite avaliar a toxicidade aguda dos fluidos formulados em relação ao microcrustáceo *Mysidopsis juniae*.

O valor do LC50 (concentração letal média) para 96h é inversamente proporcional à toxicidade, ou seja, quanto menor for o seu valor mais tóxica é a amostra. Para o teste de toxicidade, o valor mínimo estabelecido para o limite de toxicidade é de 30000ppm (VEIGA, 1999).

A Tabela 21 apresenta o número de misidáceos mortos em um período de 96h, sendo as leituras realizadas a cada 24h, para as diferentes formulações de fluidos submetidas ao teste.

Tabela 21: Resultados de sobrevivência e de mortalidade de misidáceos durante a realização do teste de toxicidade com 96h de duração, conduzido com os fluidos F8A, F8B, F8C e F8S.

Fluidos	Número de misidáceos mortos					LC50 (ppm)
	0 h	24 h	48 h	72 h	96 h	
F8A	30	1	15	29	30	15000
F8B	30	0	11	30	30	16452,37
F8C	30	2	5	21	30	23116,04

A partir da Tabela 21, pode-se observar que os resultados obtidos para os fluidos foram inferiores ao mínimo permitido de LC50 (30000ppm), contudo o fluido F8C, inibido com citrato de potássio, apresenta o valor mais próximo ao estabelecido, (23116,04ppm).

Os fluidos desenvolvidos, embora sejam compostos por inibidores isentos de cloro (o que promove uma diminuição da toxicidade obtida), apresentam outros aditivos em sua formulação. Estes, por sua vez, podem ter influenciado os resultados ao promoverem uma elevação no grau de toxicidade do fluido. Por exemplo, o uso do bactericida inevitavelmente irá gerar efeitos de toxicidade para o fluido, já que o mesmo é prejudicial para microorganismos aquáticos e no caso de concentrações elevadas promove efeito tóxico nos peixes e no plâncton. Outro efeito que pode ter afetado os valores dos testes de

toxicidade é o pH, que em valores maiores que 10, promovem uma maior mortalidade dos microorganismos utilizados na realização do ensaio (MAGALHÃES, 2011).

VEIGA (1999) e JACHNIK (1994) ressaltam que os testes de toxicidade realizados em fluidos de perfuração são ensaios restritivos e preditivos, normalmente avaliando a situação mais crítica, tentando prever e antecipar os resultados em campo. Os testes preditivos são de fundamental importância para determinar os efeitos biológicos e estabelecer uma relação direta de causa-efeito entre o descarte dos fluidos e os impactos ambientais na biota local. Contudo, os autores ressaltam que extrapolações devem ser feitas com cautela, devido às peculiaridades e complexidades de cada ecossistema, como o grande dinamismo do corpo receptor do descarte em questão, onde os fluidos rapidamente se diluem e atingem concentrações muito menores do que a realizada em testes de laboratório.

A partir do exposto, pode-se dizer que os fluidos desenvolvidos embora não tenham obtido valores dentro do estabelecido, não podem ser considerados tóxicos, tendo em vista a aplicabilidade real dos fluidos de perfuração, assim pode-se indicar que a certa toxicidade observada nos fluidos preparados se deve muito provavelmente a ação de outros aditivos presentes na formulação, e não da natureza química dos inibidores utilizados.

Capítulo 5

Conclusões

Com o objetivo de desenvolver formulações de fluidos de perfuração de base aquosa com alto poder de inibição e ambientalmente corretos, visando sua aplicação em perfurações de seções compostas por folhelhos e argilas hidratáveis, concluiu-se que:

- os aditivos sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio apresentaram-se altamente eficientes na inibição do inchamento de argila expansiva, proporcionando inchamento nulo, de acordo com a classificação de Foster (1953), à argila bentonítica sódica a partir da concentração de 16 g inibidor/ 350 mL de água;
- os fluidos preparados com os inibidores selecionados (sulfato, acetato e citrato de potássio) apresentaram melhores resultados em relação as propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade do que os preparados com o inibidor Polestar utilizado como padrão;
- os fluidos F8A, F9A, F15A, F2B, F3B, F6B, F8B, F10B, F15B, F16B, F17B, F18B, F19B, F7C, F8C, F10C, F12C e F14C apresentaram desempenho de propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade dentro da faixa estabelecida pelos fluidos padrão;
- as superfícies de resposta apontaram que quanto maior a concentração dos aditivos (viscosificante, redutor de filtrado, lubrificante e selante), maiores são os valores de VA e VP e menores os valores de VF para os fluidos inibidos com sulfato e citrato de potássio, e que o aumento no teor de lubrificante reduz as propriedades reológicas dos fluidos preparados com acetato de potássio;
- todos os fluidos desenvolvidos apresentaram taxas de inchamento linear inferiores aos fluidos padrão e aos fluidos sem a presença de inibidor, o que indica que os inibidores isentos de cloro atuam de modo mais eficaz

no controle do inchamento de argilas e folhelhos que os fluidos inibidos com presença de cloro;

- foram obtidos excelentes percentuais de dispersibilidade para os fluidos desenvolvidos, comprovando a eficiente ação dos inibidores isentos de cloro na inibição de folhelhos ativos;
- os melhores resultados de inibição foram obtidos para o fluido F8C, tanto para os ensaios de dispersibilidade quanto para os de taxa de inchamento linear e,
- os fluidos submetidos ao ensaio de toxicidade apresentaram moderada toxicidade, devendo-se, muito provavelmente a ação de outros aditivos presentes na formulação, e não da natureza química dos inibidores utilizados.

Sugestões para Trabalhos Futuros

Abaixo, encontram-se relacionadas algumas sugestões de estudos futuros, que se dispõem como extensão deste trabalho de dissertação.

- 1- Avaliação dos fluidos inibidos através do estudo de grau de inchamento de argilas por ensaios de *Linear Swell Meter* – LSM para intervalos de tempo superiores a 180 minutos.
- 2- Estudos de toxicidade dos fluidos de perfuração, após a perda da ação do aditivo bactericida (prejudicial a microorganismos), para uma avaliação mais confiável dos parâmetros de toxicidade.
- 3- Estudo dos fluidos inibidos após envelhecimento, para desenvolvimento de fluidos termicamente estáveis.
- 4- Avaliação das propriedades inibitivas em relação a folhelhos provenientes de diversas regiões do país.
- 5- Estudo da biodegradabilidade para comprovação da segurança ambiental dos fluidos inibidos isentos de cloro.

Referências Bibliográficas

AMORIM, C. L. G. **Estudo do efeito das interações água-argila no inchamento de argilominerais através da difração de raio-X.** 2007. 145 f. Tese (Doutorado em Ciências em engenharia nuclear) - Universidade Federal Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ,. 2007.

AMORIM, L. V.; VIANA, J. D.; FARIAS, K. V.; BARBOSA, M. I. R.; FERREIRA, H. C. **Estudo comparativo entre variedades de argilas bentoníticas de Boa Vista, Paraíba.** Revista Matéria, v.11, 2006. p.30-40.

AMORIM, L. V. *et al*, **Estudo reológico de fluidos de perfuração à base de água:Influência do teor de sólidos, velocidade e Tempo de Agitação,** Águas Subterrâneas, v. 19, n. 1, p. 75-85, 2005.

AMORIM, L. V., **Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo,** Tese de Doutorado em Engenharia de Processos/CCT/UFCG, Dezembro de 2003.

API, **Norma API Recommended Practice 13B-1,** novembro, 2003.

BARBOSA, M. I. R., **Bentonitas aditivadas com polímeros para aplicação em fluidos de perfuração,** Dissertação de Mestrado em Engenharia de Materiais, CCT/ UFCG, Campina Grande, Setembro de 2006.

BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E.; **Como fazer experimentos,** Ed. da Unicamp: Campinas, 2003.

BOEK, E.S; COVENEY, P.V.; SKIPPER, N.T.**Monte Carlo molecular modeling studies of hydrated Li-, Na-, and K-smectites: understanding the**

role of potassium as a clay swelling inhibitor, J.Am.Chem.Soc., n.117, p.12608-12617, 1995.

BOURGOYNE Jr, A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E., YOUNG Jr, F.S., **Applied drilling engineering**. 2 Ed. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers, 1991.

BRINDLEY, G.W., **Structural mineralogy of clays**, Clays and Clays Technology Bulletin 169, 53, 1955.

CAMPBELL, J.A., **An E&P industry perspective on acceptability criteria for the marine discharge of cuttings drilled with synthetic based drilling**. In: *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 46704, Caracas, Venezuela, 7-10 June, 1998.

CARDOSO, J. J. B. **Estudo do inchamento de bentonitas sódicas e avaliação do desempenho de inibidores pela difração de raios X**. 2005. 127 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Nuclear) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ, 2005.

CARVALHO, A. L., **PROCESSAMENTO DE LAMAS DE PERFURAÇÃO (LAMAS A BASE DE ÁGUA E LAMAS A BASE DE ÓLEO**. Iniciação científica- Universidade Federal de Itajubá- UNIFEI, 2005.

CHAGAS, E. F., **ESTUDO DAS PROPRIEDADES DE UMA MISTURA POLIMÉRICA À BASE DE QUITOSANA E POLU(ACRILAMIDA-CO-METACRILATO DE 3,5,5-TRIMETILEXANO) PARA APLICAÇÃO EM RESTAURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO PERFURAÇÃO**. Dissertação de mestrado em química/ UFRN, 2005.

CIVAN, F. **Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation.** Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA, 2000.

CORRÊA, C. C.; NASCIMENTO, R. S. V.; MARQUES de SÁ, C. H. **Estudo das interações químicas e mecânicas entre rocha-fluido de perfuração que contribuem para a instabilidade dos poços de petróleo.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2004, Salvador. ANP, 2004. 7p.

DARLEY, H.C.H; GRAY, G.R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids.** Gulf Publishing Company, Fifth Edition, 1988.

DUARTE, Ricardo Gomes. **Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços.** Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil. 2004.

ECOMIDES, M.J., WATTERS, L.T., DUNN-NORMAN, S., **Petroleum well construction.**1ed., New York, John Wiley & Sons, 1988.

ENGLAND, A.A., Chevron Services Co., **The characterization of a drilling fluid additive,** In: SPE/IADC Drilling Conference, 28 February-2 March, Dallas, Texas Copyright 1988.

FARIAS, K.V., **Desenvolvimento de fluidos de alto desempenho para perfuração de poços de petróleo,** Tese de Doutorado em Engenharia de Processos, UFCG, 2009.

FARIAS, K. V., **Influência de umectante aniônico na reologia e espessura de reboco de fluidos hidroargilosos**, Dissertação de Mestrado, Mestrado em Engenharia Química, CCT/UFMG, Campina Grande, 2006.

FELIX, T. F., ARRUDA, J. T., MEDEIROS, A. C. R., GARCIA, R. B., **Fluidos de perfuração à base de água: avaliação da lubrificidade e controle de inchamento de argilas**, In: III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços, Campos do Jordão – SP, 07 a 10 de Junho de 2009.

FERRAZ, A.I. **Manual de engenharia dos fluidos de Perfuração**, Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.

FONTOURA, S.A. B; RABE, C.; PEREZ, R.C.; LOMBA, R.F.T. **Caracterização de folhelhos para fins de perfuração**. Disponível em: <http://www.gtep.civ.pucric/artigos/Fontoura_2002.pdf>. Acesso em: 17 Jul 2008.

FOSTER, M.D., **Geochemical studies of clay minerals. (ii) relation between ionic substitution and swelling in montmorillonite**, American Mineralogy 38, 1953, p. 994.

FRIEDHEIM, J.E., SHINNIE, J.R., **New oil-base mud additive reduces oil discharged on cuttings**. In: IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 21941, Amsterdam, Holanda, 1991.

GRAY, G. R.; DARLEY, H.C.H.; **Composition and properties of oil well drilling fluids**, 1981.

HENDRIKS, R.V., **Monitoring of atmospheres associated with oil-based drilling fluids**, In: Second International Conference on Health, Safety and

Environment in Oil and Gas Exploration and Production, SPE 27212, Jakarta, Indonesia, 25-27 January, 1994.

HORSRUD; HOLT, R. M.; SONSTEVO, E.; SVANO, G.; BOSTROM, B. **Time Dependent Borehole Stability: Laboratory Studies and Numerical Simulation of Different Mechanisms in Shale**. Proc. EUROCK'94, 1994, pp. 259-266.

JACHNIK, R.P. 1994, **Variance in environmental legislation. Cause and effect on Drilling Fluid Research and Use**. International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico, SPE 28740, Veracruz, Mexico, 10-13 October 1994.

KHALIL C. N. **Otimização do uso de cloreto de potássio em fluidos de completção**. XI Seminário de Completção, Rio Grande do Norte, Brasil, 1992.

KHONDAKER, A. N., **Modeling the fate of drilling waste in marine environment – an overview, computers & geosciences**, 26 pp. 531-540, 2000.

LAST, N.; PLUMB, D. **Managing Wellbore Stability in the Cusiana Field**. Revista The Search, for Oil & Gas in Latin America & the Caribbean, Slumberger Surencó CA., No. 2, pp. 8 – 31, 1995.

LIMA, H. R. P., **Apostila fundamentos de perfuração**. Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos Norte e Nordeste, 2002.

LOMBA, R. F. T.; SÁ, H. M. S.; PEREZ, R. C. **Desenvolvimento de metodologia de testes para avaliação da interação folhelho-fluido de perfuração**, Organic Geochemistry, PETROBRAS, 2000.

LUMMUS, J.L E AZAR, J.J., **Drillings fluids optimization a practical field approach**, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MACHADO J. C. V., **Reologia e escoamento de fluidos**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2002.

MAGALHÃES, J., **Contatos pessoais**, 2010.

MARTINS, A. B., **Obtenção de Argilas Organofílicas Purificadas Para Uso em Fluidos de Perfuração Base Óleo**, Relatório nº3, ANP, PRH-25, UFCG, Fevereiro de 2007.

MELLO, L. A. M., **Determinação da composição química de estabilizadores de argilas comerciais.**, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento PETROBRAS/CENPES, Rio de Janeiro/ RJ, 34p, 2001.

MÉLO, T.J.A ., **Notas de aula do curso de Reologia**, UAEMa/CCT/UFCG, 2005.

MMS, **Offshore Stats, Year end 2000**. In: U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Engineering & Operations Division, Operations Analysis Branch, Washington, D.C., 2001.

MODY, F.K., HALE, A.H. **Borehole-Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid/Shale Interactions**. *J. Petro. Techn.*, v. 45, n. 11, p. 1093, 1993.

NASCIMENTO, R. C. A. M. *et al* . **Avaliação da eficiência de inibidores de argilas expansivas para o uso em fluidos de perfuração**, *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v.4.2, 2009.

OLIVEIRA, D. D. T., Simulação numérica de um hidrociclone para separação de esferas ocas de lama de perfuração- Projeto de final de curso (Engenharia química), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

OLIVEIRA, M.L., Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, 2008.

PANDOLFELLI, V.C. et al. Dispersão e empacotamento de partículas. Editora: Fazendo Arte, São Paulo, 2000.

PEREIRA, E., Uso de inibidores de argilas como solução de problemas em sondagem, Disponível em: www.systemmud.com.br, Acesso em: novembro, 2009.

PEREIRA, E., Química dos polímeros e aplicações – Parte IV, Disponível em: www.systemmud.com.br, Acesso em: novembro, 2006a.

PEREIRA, E. Fluidos e perfuração: o uso de inibidores de argila como solução de problemas de sondagem. In: Anais Encontro Nacional de Perfuradores de Petróleo, Recife, 2001.

PETROBRAS, Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração base de água na exploração e produção de petróleo, Método, N-2605, 1998.

RABE, C.; FONTOURA, S. A. B. Efeito dos sais orgânicos nas propriedades fisicoquímicas de folhelhos. In: Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás – Rio Oil and gas. Rio de Janeiro, 2003.

RAMIREZ, M. A.; MOURA, E.; LUNA, E.; ARAGAO, A.; TAIRA, H.; HPWBM as a technical alternative to drill challenging wells project: lessons learned in

deepwater brazil. In: *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Buenos Aires, Argentina, 2007.

RETZ, R. H.; FRIEDHEIM, J; LEE, L. J; WELCH, O. O., **An environmentally acceptable and Field-practical, cationic polymer mud system**. Society of Petroleum Engineers, SPE 23064, 1991. p. 325-336.

RODRIGUES, M.I.; IEMA, A.F., **Planejamento de experimentos e otimização de processos**, Campinas, Cárita Editora, 2010.

ROSS, C.S. & SHANNON, E.V., **Minerals of bentonite and related clays and their physical properties**, Journal of American Ceramic Society 9, 77 (1926).

SANTOS, P. S., **Ciência e tecnologia de argilas**, vol.2, Editora Edgard Blucher Ltda., São Paulo, 1992.

SCHAFFEL, S. B., **A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no brasil**, Tese de Doutorado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, março de 2002.

SERRA, A.C.S., **A Influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos**. Rio de Janeiro: Tese de doutorado-UFRJ. 2003. 163p.

SILVA, G. V., **“Roteiro de testes para avaliação do caráter de inibição dos sais de cloretos e polímeros utilizados nas operações de perfuração de poços de petróleo e gás”**. Natal, UFRN, Novembro de 2005.

STATSOFT, Inc. **STATISTICA for Windows**, version 5.0, 2000, 1 CD.

STEFAN, P. **Efeito dos sais de Na, K, Ca, Mg, Ba e Sr sobre as propriedades da lama (*drilling mud*) nas perfurações profundas de petróleo e sal-gema.** 3.ed. Sergipe/SE: Livraria Regina LTDA, 1956.

SUGUIO, K. **Rochas sedimentares: propriedades, gênese e importância econômica.** São Paulo: Editora Edgard Blücher, 1980.

SYDANSKI, R. D. **Stabilizing clays with potassium hydroxide.** J.Pet.Tech., v.36, p.1366- 1374,1984.

TAN, C. P.; RAHMAN, S. S.; CHEN, X. **Wellbore Stability Analysis and Guidelines for Efficient Shale Instability Management.** Paper SPE/IADC 47795, SPE/IADC Drilling Conference, Indonesia, 1998.

THOMAS J.E., **Fundamentos de engenharia de petróleo,** Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

TRENERY, J.; MULLEN, G., **Water-based fluid performs like oil-based mud,** Disponível em <http://www.eandpnet.com/area/exp/744.htm>. Acesso em fevereiro de 2009.

VEIGA, L.F., 1998, **Estudo da Toxicidade Marinha de Fluidos de Perfuração de Poços de Óleo e Gás.** Dissertação de Mestrado-UFF, 1998.

VIDAL, E. L. F. **Avaliação do comportamento de argila ativada na presença de água destilada, de soluções salinas e de inibidores de hidratação catiônicos.** Dissertação de Mestrado- UFRN, 2009.

VIDAL, E.L.F., FELIX, T.F., GARCIA, R.B., COSTA, M., GIRÃO, J.H.S., **Aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de argila em**

fluidos de perfuração à base de água, Anais do 4º PDPETRO, Campinas, SP, outubro, 2007.

VIDAL, E.L.F., **Relatório de estágio**. Documento interno da PETROBRAS. Natal, RN, 2007.